

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| «Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» УДК 622.692.23-048.35 |

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------------|
| 3-2Б5А | Оганисян Армен Мкртычович | | 25.05.2020 |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------------|
| доцент | Зарубина О.Н. | к.х.н., доцент | | 25.05.2020 |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------------|
| доцент | Рыжакина Т.Г. | к.э.н., доцент | | 20.05.2020 |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------|------------------------|---------|------------|
| ассистент | Сечин А.А. | к.т.н. | | 20.05.2020 |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|------------------------|---------|------------|
| ОНД ИШПР | Брусник О.В. | к.п.н. | | 01.06.2020 |

Планируемые результаты обучения по ООП

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|---|---|--|
| В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями | | |
| Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» | | |
| P1 | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i). |
| P2 | Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7). |
| в области производственно-технологической деятельности | | |
| P3 | Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК8,ПК-9, ПК-10, ПК-11). |
| P4 | Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК15). |
| в области организационно-управленческой деятельности | | |
| P5 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d). |
| P6 | Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК20, ПК21, ПК-22). |
| в области экспериментально-исследовательской деятельности | | |

| | | |
|---|--|--|
| P7 | Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26). |
| в области проектной деятельности | | |
| P8 | Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е). |
| Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» | | |
| P9 | Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов". |
| P10 | Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа". |
| P11 | Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН | Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа". |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------------|
| 3-2Б5А | Оганисяну Армену Мкртычовичу |

Тема работы:

| | |
|--|--------------------------|
| Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 28.02.2020 г. № 59-110/с |

| | |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 01.06.2020 г. |
|--|---------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | Объектом исследования является – резервуарный парк. Общий объем резервуарного парка составляет 21840 м ³ . В резервуарном парке расположены: РВС-3000 – 4 шт.; РВС-1000 – 2 шт.; РВС-700 – 10 шт.; РВС-200 – 2 шт.; РГС-60 – 4 шт. В состав парка входит 19 наземных металлических вертикальных резервуаров объемом от 200 м ³ до 3000 м ³ и 4 наземных металлических горизонтальных резервуаров объемом от 25 м ³ до 60 м ³ . |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | - проектирование резервуара; - проведение гидравлических расчетов технологических трубопроводов и запорной арматуры; - технологическое оборудование резервуара |

| | |
|---|---|
| Перечень графического материала | <i>Схема технологического трубопровода нефтебазы, генплан нефтебазы</i> |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы | |
| Раздел | Консультант |
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Доцент, к.э.н., Рыжакина Т.Г. |
| «Социальная ответственность» | Ассистент, к.т.н. Сечин А.А. |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат | |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 02.03.2020 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Зарубина О.Н. | к.х.н., доцент | | 24.12.2019 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------------|
| 3-2Б5А | Оганисян Армен Мкртычович | | 24.12.2019 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| | |
|--------|------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б5А | Оганисяну Армену Мкртычовичу |

| | | | |
|---------------------|--------------------|---------------------------|--|
| Инженерная школа | Природных ресурсов | Отделение | Нефтегазовое дело |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, включая стоимость интернета – 360 руб. в месяц. |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы. Налоговый кодекс РФ |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%. |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | 1. SWOT – анализ проекта; 2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования; 3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований; 4. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения. |
| 2. Планирование процесса управления НИТ: структура и график проведения, бюджет и риски | Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Структура работ в рамках научного исследования; 2. Определение трудоемкости выполнения работ; 3. Разработка графика проведения научного исследования; 4. Бюджет научно-технического исследования; 5. Основная заработная плата исполнительной темы; 6. Дополнительная заработная плата исполнительной темы; |

| | |
|--|--|
| | 7. Отчисление во внебюджетные фонды; 8. Накладные ресурсы; 9. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта. |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности | 1. Расчет показателей ресурсоэффективности; 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 31.01.2020 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент | Рыжакина Т.Г. | к.э.н., доцент | | 31.01.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------|---------|------------|
| 3-2Б5А | Оганисян А.М. | | 31.01.2020 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 3-2Б5А | Оганисяну Армену Мкртычовичу |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|--|
| Школа | Бакалавриат | Отделение (НОЦ) | Нефтегазовое дело |
| Уровень образования | | Направление/специальность | Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки |

Тема ВКР:

| | |
|---|--|
| Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | |
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | <p>Объектом исследования является Резервуар вертикальный стальной 2000 м³.</p> <p>Рабочей зоной является резервуарный парк.</p> <p>Область применения - нефтегазовая отрасль.</p> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <ul style="list-style-type: none"> - Правила безопасности в нефтяной и газовом промышленности: ПБ 08-624-03 -Трудовой кодекс РФ: ст. 92 ТК РФ, ст. 117 ТК РФ, ст. 147 ТК РФ. |
| 2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия | <p>К вредным факторам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>повышенный уровень шума на рабочем месте:</i> ГОСТ 12.1.003-14 ССБТ Шум. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума. Общие требования. - <i>повышенный уровень вибрации:</i> ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования. - <i>превышение уровней ионизирующих излучений.</i> <p>К опасным факторам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>повышенная температура маслосистемы:</i> - <i>наличие вращающихся механизмов:</i> СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно- |

| | |
|--|---|
| | защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. |
| 3. Экологическая безопасность: | - <i>защита селитебной зоны (населения):</i> ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений - <i>защита санитарной зоны:</i> ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: | - Пожар: ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. |

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 01.01.2020 |
|--|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент | Сечин Андрей Александрович | к.т.н. | | 01.01.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------------|
| 3-2Б5А | Оганисян Армен Мкртычович | | 01.01.2020 |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

| |
|---------------------|
| бакалаврская работа |
|---------------------|

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 01.06.2020 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| | <i>Состояние вопроса исследования</i> | <i>10</i> |
| | <i>Характеристика опасного производственного объекта</i> | <i>10</i> |
| | <i>Анализ технических решений по реконструкции резервуарного парка</i> | <i>30</i> |
| | <i>Основные расчеты толщины стенки, прочности и гидравлические расчеты</i> | <i>15</i> |
| | <i>Социальная ответственность</i> | <i>10</i> |
| | <i>Финансовый менеджмент</i> | <i>10</i> |
| | <i>Заключение</i> | <i>5</i> |
| | <i>Презентация</i> | <i>10</i> |
| <i>Итого:</i> | | <i>100</i> |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------|------------------------|---------|------------|
| доцент | Зарубина О.Н. | к.х.н., доцент | | 01.06.2020 |

СОГЛАСОВАНО:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|------------------------|---------|------------|
| ОНД ИШПР | Брусник О.В. | к.п.н. | | 01.06.2020 |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа, 105 листов, 15 рисунков, 45 таблиц, 30 источников.

Ключевые слова: НЕФТЕБАЗА, ХРАНЕНИЕ БЕНЗИНА, РЕЗЕРВУАР РВС-2000, ВСАСЫВАЮЩИЙ ТРУБОПРОВОД, НАСОС САМОВСАСЫВАЮЩИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В работе рассмотрены вопросы расширения резервуарного парка нефтебазы.

Приведен расчет конструкции резервуара РВС-2000 м³ для хранения нефтепродуктов.

Выполнены гидравлический расчет трубопровода и выполнена проверка всасывающей способности насоса.

Произведен подбор резервуарного оборудования.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Реферат | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 1 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

ABSTRACT

Final qualifying work, 105 pages, 15 figures, 45 tables, 30 sources.

Keyword: TANK FARM, GASOLINE STORAGE, RVS-2000 TANK, SUCTION PIPELINE, SELF-PRIMING PUMP, SAFETY, ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS.

The paper deals with the issues of expanding the reservoir Park of the oil depot.

The design of the RVS-2000 m³ tank for storing petroleum products is calculated.

The hydraulic calculation of the pipeline was performed and the pump's suction capacity was checked.

The selection of tank equipment was made.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Abstract | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 2 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| РЕФЕРАТ..... | 1 |
| ABSTRACT..... | 2 |
| ОГЛАВЛЕНИЕ | 3 |
| ВВЕДЕНИЕ | 5 |
| 1. Характеристика нефтебазы, обоснование расширения резервуарного парка... | 7 |
| 2 Проектирование резервуар..... | 14 |
| 2.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ..... | 14 |
| 2.2 ВЫБОР МАТЕРИАЛА КОНСТРУКЦИИ..... | 15 |
| 2.3 ОПТИМАЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ РЕЗЕРВУАРА..... | 16 |
| 2.4 РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА..... | 18 |
| 2.5 РАСЧЕТ СТЕНКИ НА ПРОЧНОСТЬ..... | 21 |
| 2.6 ПРОВЕРКА СТЕНКИ НА ПРОЧНОСТЬ ПРИ ГИДРОИСПЫТАНИЯХ..... | 24 |
| 2.7 НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА РЕЗЕРВУАР..... | 26 |
| 2.8 РАСЧЕТ НА УСТОЙЧИВОСТЬ..... | 27 |
| 2.9 КОНСТРУКЦИЯ И РАСЧЕТ ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРА..... | 29 |
| 2.10 РАСЧЕТ НАСТИЛА..... | 31 |
| 2.11 РАСЧЕТ ПОПЕРЕЧНЫХ РЕБЕР ЩИТА..... | 34 |
| 2.12 РАСЧЕТ РАДИАЛЬНЫХ РЕБЕР ЩИТА..... | 35 |
| 2.13 РАСЧЕТ КОЛЕЦ ЖЕСТКОСТИ. КОНСТРУКЦИЯ И РАСЧЕТ ДНИЩА РЕЗЕРВУАРА..... | 37 |
| 3 Гидравлические расчеты..... | 40 |
| 3.1 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА: ПРОЕКТИРУЕМЫЙ РЕЗЕРВУАР – АВТОМОБИЛЬНАЯ ЭСТАКАДА НАЛИВА..... | 40 |
| 3.2 ПРОВЕРКА ВСАСЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ НАСОСА..... | 44 |
| 4 Оборудование резервуара | 46 |
| 4.1 ГЕНЕРАТОР ПЕНЫ..... | 46 |

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Оглавление | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 3 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

| | |
|--|-----|
| 4.2 Клапан дыхательный..... | 47 |
| 4.3 Клапан предохранительный..... | 49 |
| 4.4 Кран сифонный..... | 50 |
| 4.5 Люк замерный..... | 52 |
| 4.6 Люк-лаз..... | 53 |
| 4.7 Люк световой..... | 54 |
| 4.8 Магнито - поплавковый указатель уровня..... | 55 |
| 4.9 Механизм управления хлопушкой..... | 56 |
| 4.10 Патрубки и вспомогательное оборудование..... | 57 |
| 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 65 |
| 5.1. Потенциальные потребители результатов исследования..... | 66 |
| 5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..... | 66 |
| 5.3 SWOT – анализ..... | 68 |
| 5.4 Планирование научно-исследовательских работ..... | 71 |
| 5.5 Определение ресурсоэффективности проекта..... | 84 |
| 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 88 |
| 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..... | 88 |
| 6.2 Опасные и вредные производственные факторы..... | 89 |
| 6.3 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды..... | 89 |
| 6.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению..... | 93 |
| 6.5 Экологическая безопасность..... | 96 |
| 6.6 Промышленная безопасность..... | 98 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 100 |
| СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ | 101 |
| Приложение А..... | 104 |
| Приложение Б. Генплан нефтебазы..... | 105 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Нефтебаза входит в состав жизнеобеспечивающих предприятий заполярного круга Российской Федерации.

Доставка нефтепродуктов для дальнейшей реализации и отпуска поклажедателям, осуществляется один раз в год водным транспортом, в следствии чего необходимо накопление товарных запасов для нужд предприятий жилищно-коммунальной сферы, энергообеспечивающих компаний, предприятий авиаперевозчиков и других; в период летнего навигационного периода.

Существующий объем резервуарного парка в настоящий момент с трудом обеспечивает существующую потребность предприятий и населения в нефтепродуктах.

Не все существующие резервуары отвечают требованиям промышленной безопасности.

При существующей загрузке парка, отсутствует аварийный резервуар, способный разместить при необходимости объем одного РВС. Что значительно затрудняет мероприятия сохранения качества нефтепродуктов (зачистка резервуаров), а также лишает возможности экстренного перемещение нефтепродукта при инцидентах и авариях.

Учитывая вышеизложенные факторы, необходимо строительство дополнительных резервуаров для увеличения объемов хранения нефтепродуктов и дополнительных емкостей для создания резервных производственных мощностей, на случаи возникновения аварийных ситуаций, в условиях эксплуатации имеющихся изношенных резервуаров.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Введение | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 5 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

В связи с указанным выше, тема выпускной квалификационной работы бакалавра «Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы».

Цель выпускной квалификационной работы. Разработка решения по увеличению емкостного парка нефтебазы.

Исходя из указанной цели, необходимо выполнить следующие **задачи**:

- представить характеристику объекта исследования, с определением планировочных особенностей резервуарного парка нефтебазы, определяющих уровень их безопасной и надежной эксплуатации;
- провести расчеты по проектированию, предлагаемых к строительству резервуаров на примере – РВС 2000 м³;
- провести расчеты проектируемых технологических трубопроводов;
- представить предложение по оснащению резервуаров технологическим оборудованием;
- определить основные группы опасных производственных факторов при эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов;
- рассчитать экономическую эффективность предложенного технического решения.

Объект исследования: резервуарный парк нефтебазы.

Предмет исследования: проектирование и технологические решения по увеличению емкостного парка.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы – формирование рекомендаций и предложений по увеличению объема резервуарного парка нефтебазы с привязкой к конкретными условиями.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------|------|
| | | | | | Введение | Лист |
| | | | | | | 6 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕБАЗЫ, ОБОСНОВАНИЕ РАСШИРЕНИЯ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА

Нефтебаза расположена на северо-востоке Якутии, на левом берегу реки Колыма, где климат холодно умеренный.

Средняя годовая температура составляет минус 12,5 °С.

Среднее количество осадков в год составляет 201 мм.

Самый засушливый месяц - Апрель с осадками 5 мм в июле, количество осадков достигает своего пика, в среднем 33 мм.

Самый теплый месяц года - июль со средней температурой 13,5 °С.

Январь является самым холодным месяцем года, средняя температура минус 37,3 °С.

Разница между количеством осадков, между самым сухим и самым влажным месяцем – 28 мм. Изменение среднегодовой температуры составляет около 50,8 °С

В соответствии с перспективным планом развития промышленности и сельского хозяйства вопрос о целесообразности расширения нефтебазы в данном районе решается на основании анализа технико-экономических показателей, основными из которых являются:

- грузооборот и объем реализации нефтепродуктов;
- капитальные расходы;
- эксплуатационные расходы;
- коэффициент оборачиваемости;
- производительность труда;
- срок окупаемости капитальных расходов.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Характеристика нефтебазы, обоснование расширения резервуарного парка | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 7 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Основой для определения грузооборота распределительных нефтебаз служат разработанные схемы обмена нефтью и нефтепродуктами, учитывающие наиболее эффективное размещение производительных сил и направления межрайонных связей.

Грузооборот распределительных нефтебаз определяется потребностью в нефтепродуктах, тяготеющих к ним районов и оптимальными соотношениями в снабжении потребителей через нефтебазы и транзитом. Величина грузооборота значительно колеблется в зависимости от сезонности и неравномерности поставок и потребления. В связи с этим при определении месячного грузооборота вводится поправочный коэффициент, определяемый отношением максимального месячного грузооборота к среднему месячному.

При анализе грузооборота выявляется количество отдельных сортов нефтепродуктов, уточняются источники поступления, точки распределения и расстояния до них, а также выясняются частота и регулярность поставки, скорость их транспортировки и продолжительность сливо-наливных операций.

Зная грузооборот и емкость нефтебазы, по действующим укрупненным показателям определяют объем капитальных затрат. Наиболее крупные капиталовложения в объекты производственного назначения составляют стоимости резервуарных парков от 20 до 30 процентов, технологических трубопроводов от 7 до 10 процентов и насосных станций от 5 до 10 процентов.

С увеличением общей мощности нефтебазы (грузооборота в год, месяц, сутки) капиталовложения на одну тонну грузооборота падают.

Сумма эксплуатационных расходов, на основе которой определяется себестоимость реализации одной тонны нефтепродуктов, устанавливается сметой затрат, состоящей из амортизационных отчислений, заработной платы, затрат на текущий ремонт, расходов на топливо, электроэнергию и т. д. Полученная по укрупненным показателям себестоимость сопоставляется с другими наиболее прогрессивными проектами нефтебаз, находящихся в аналогичных условиях. Если нефтебаза реконструируется, показатели также сравниваются с ее отчетными данными до реконструкции.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Характеристика нефтебазы, обоснование расширения резервуарного парка | Лист |
| | | | | | | 8 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Величина себестоимости также зависит и от внешних условий, создающих конкретную экономическую обстановку, в которой происходит производственная и хозяйственная деятельность нефтебазы (цен на электроэнергию и топливо, отдаленности от поставщиков и потребителей, величины транспортных тарифов, продолжительности межсезонного потребления).

Коэффициент оборачиваемости (k) определяется как отношение всего грузооборота к общему объему резервуарного парка нефтебазы. Расчетный показатель (k) должен быть сопоставлен с коэффициентом оборачиваемости аналогичной или реконструируемой нефтебазы для оценки скорости оборота резервуарной емкости. При известных k и числе дней в расчетном периоде можно определить продолжительность хранения нефтепродуктов по формуле:

$$T = \frac{\tau}{k}. \quad (1)$$

Следующим технико-экономическим показателем деятельности нефтебазы является производительность труда, которая определяется величиной грузооборота, приходящегося на одного работника нефтебазы в единицу времени.

Расчеты эффективности капиталовложений, согласно типовой методике, осуществляются на основе показателей удельных капиталовложений, себестоимости продукции, срока окупаемости дополнительных капиталовложений и производительности труда.

Оценка экономической эффективности капиталовложений должна производиться отдельно по новому строительству и реконструкции действующей нефтебазы. В ряде случаев расширение и реконструкция нефтебазы позволяют отказаться от строительства новой, обеспечивая большую экономию материальных и денежных ресурсов и создавая условия для ввода новых производственных мощностей в более короткие сроки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Характеристика нефтебазы, обоснование расширения резервуарного парка | Лист |
| | | | | | | 9 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Строительство новых нефтебаз экономически эффективно, если дополнительные капиталовложения по сравнению с реконструкцией действующих нефтебаз окупаются в сроки, не превышающие нормативного срока, установленного для данной отрасли промышленности. Сроки окупаемости для нефтебаз в значительной мере определяются величиной ее грузооборота. Поэтому при проектировании нефтебаз необходимо иметь данные о перспективах развития района и в соответствии с этим определить варианты и темпы строительства.

Сопоставление сроков окупаемости производят на основе соизмерения разности капиталовложений по различным вариантам и экономии по себестоимости.

Данная нефтебаза является приемно-распределительной.

Доставка нефтепродуктов на нефтебазу производится с помощью танкерного флота по реке Колыма, только в период навигации с 15 июня по 5 октября. Прием в резервуарный парк с нефтеналивных самоходок и речных танкеров производится с использованием установленных на них насосных агрегатов. Протяженность приемного трубопровода составляет 1030 м. Хранение нефтепродуктов происходит в РВС и РГС. Отпуск производится как с резервуарного парка через насосную с эстакады налива, в автоцистерны, так и через сеть АЗС и ПАЗС.

Для приема и отгрузки нефтеналивного танкерного флота на нефтебазе имеется железобетонный причал, размером ширина 30 метров, длинна 20 метров, высота 5 метров. Техническая характеристика причальных сооружений представлена в таблице 1.

Перед началом навигационного периода заключается договор на проведение тральных работ.

Нефтепричал предназначен для приема речных судов. Прием нефтепродуктов производится из танкеров вместимостью 600 - 700 м³. Время одной операции длится от шести до восьми часов, маневрирование – до 30 минут. Причал оборудован понтоном для грузовых шлангов. Прием

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Характеристика нефтебазы, обоснование расширения резервуарного парка | Лист |
| | | | | | | 10 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

нефтепродуктов осуществляется через временные трубопроводы и грузовые шланги. Выгрузка производится насосами самоходок и танкеров.

Таблица 1 – Техническая характеристика причальных сооружений

| Краткая строительная характеристика | Соответствие требованиям | | | |
|-------------------------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------|-----------------------------|
| | Предупредительные знаки | Причальные устройства | Глубина акватории | Устройство заземления судов |
| Железобетонный причал | есть | 2 швартовки | 3,5 м | Кабель |

Приемный технологический трубопровод.

Трубопровод предназначен для передачи нефтепродуктов от причалов к площадке резервуарных парков. Общая протяженность трубопровода 1030 м и состоит из 4 металлических сварных труб диаметром – 159 мм и одной диаметром – 219 мм.

Площадка резервуарных парков.

В резервуарном парке (таблица 2) расположены: РВС-3000 – 4 шт.; РВС-1000 – 2 шт.; РВС-700 – 10 шт.; РВС-200 – 2 шт.; РГС-60 – 4 шт. В состав парка входит 19 наземных металлических вертикальных резервуаров объемом от 200 м³ до 3000 м³ (рисунок 1) и 4 наземных металлических горизонтальных резервуаров объемом от 25 м³ до 60 м³. Общий объем резервуарного парка составляет 21840 м³.

Таблица 2 - Резервуарный парк

| Наименование | Кол-во | Общий объем |
|---|--------|---------------------|
| Емкость для хранения дизельного топлива РВС-3000, V=3000 м ³ | 3 | 9000 м ³ |
| Емкость для хранения нефти РВС-3000, V=3000 м ³ | 1 | 3000 м ³ |
| Емкость для хранения бензина РВС-1000, V=1000 м ³ | 2 | 2000 м ³ |
| Емкость для хранения нефти РВС-700, V=700 м ³ | 7 | 4200 м ³ |

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Характеристика нефтебазы, обоснование расширения резервуарного парка | Лист |
| | | | | | | 11 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Продолжение таблицы 2

| | | |
|---|---|-------------------|
| Емкость для хранения бензина РВС-700, $V=700\text{ м}^3$ | 1 | 700 м^3 |
| Емкость для хранения авиационного топлива РВС-700, $V=700\text{ м}^3$ | 2 | 1400 м^3 |
| Емкость для хранения бензина РВС-200, $V=200\text{ м}^3$ | 2 | 400 м^3 |
| Емкость для хранения масла РГС-60, $V=60\text{ м}^3$ | 4 | 240 м^3 |
| Автоцистерна АЦ, $V=16\text{ м}^3$ | 1 | 16 м^3 |

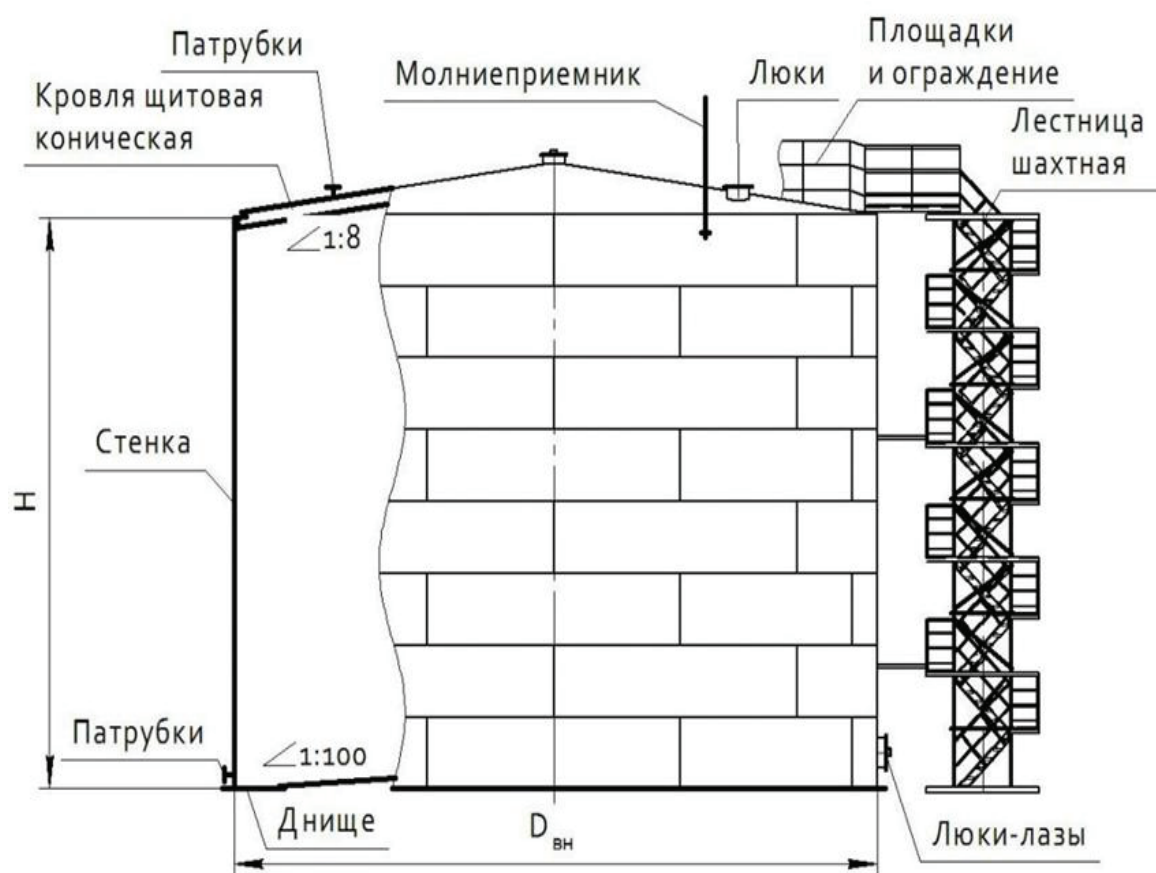


Рисунок 1 – РВС-1000 применяемые на филиале

Товарный технологический трубопровод резервуарного парка. Общая протяженность технологических трубопроводов составляет 3400 метров. Технологические трубопроводы (Приложение А) предназначены для перекачки нефтепродуктов между парками, для выдачи нефтепродуктов на автомобильные эстакады, а также для перекачки нефтепродуктов в

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Характеристика нефтебазы, обоснование расширения резервуарного парка | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 12 |

трубопровод, ведущий к АЗС.

В состав блока входят трубопроводы со следующими характеристиками и протяженностью:

- диаметром 108 мм - 300 м;
- диаметром 159 мм - 1980 м;
- диаметром 219 мм -1050 м.

Насосные агрегаты резервуарного парка нефтебазы представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Паспортные характеристики насосного оборудования

| Тип и марка насосных агрегатов | Год установки | Подача, м ³ /час | Напор, М | Перекачиваемый нефтепродукт | Мощность электродвигателя, кВт, (об/мин) |
|--|---------------|-----------------------------|----------|-----------------------------|--|
| Насос самовсасывающий 1СЦЛ 20-24Г-М-Л-У2 | 2015 | 32 | 54 | Автобензин | 22 (1500) |
| Насос самовсасывающий 1СЦЛ 20-24Г-М-Л-У2 | 2003 | 32 | 54 | ТС-1 | 22 (1500) |
| Насос самовсасывающий 1СЦЛ 20-24Г-М-Л-У2 | 2003 | 32 | 54 | Дизтопливо | 18,5 (1500) |
| Тип и марка насосных агрегатов | Год установки | Подача, м ³ /час | Напор, М | Перекачиваемый нефтепродукт | Мощность электродвигателя, кВт, (об/мин) |
| Насос шестеренчатый Ш-80-2,5 | 2012 | 37,5 | 25 | Нефть | 11 (970) |

Автомобильная эстакада расположена на выровненной площадке резервуарного парка. На площадке расположено четыре поста для налива нефтепродуктов, подача осуществляется с резервуарного парка. Управление насосами осуществляется дистанционно.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | Характеристика нефтебазы, обоснование расширения резервуарного парка | Лист |
| | | | | | | 13 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРА

2.1 Исходные данные

Необходимо спроектировать резервуар для хранения бензина, выбираем резервуар РВС-2000 м³. Исходные данные для проектирования представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные

| Параметры | Данные |
|--|-----------------------|
| Номинальный V резервуара | 2000 м ³ |
| Тип резервуара | РВС |
| Наименование хранимого продукта | Светлые нефтепродукты |
| Район эксплуатации | Северо-восток Якутии |
| Класс опасности | I |
| Избыточное давление, $P_{и}$ | 2 кПа |
| Вакуум, $P_{вак. п}$ | 0,2 кПа |
| Снеговая нагрузка, S | 1,8 кПа |
| Ветровая нагрузка, $P_{вет.}$ | 0,15 кПа |
| Стенка: метод изготовления | Рулонный |
| Крыша, ее форма | Каркасная коническая |
| Лестница: конструкция | Шахтная |
| Модуль упругости, E | $2,1 \cdot 10^5$ МПа |
| Коэффициент условий работы Y_c | 0,8 |
| Коэффициент надежности по нагрузке для хранимой жидкости Y_{f_1} | 1,1 |
| Коэффициент надежности гидростатического давления Y_{f_2} | 1,1 |
| Коэффициент для избыточного давления Y_{f_3} | 1,2 |
| Коэффициент надежности по ветровой нагрузке Y_{f_4} | 0,5 |
| Параметры | Данные |
| Коэффициент надежности по снеговой нагрузке Y_{f_5} | 1,4 |

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Проектирование резервуара | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 14 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

2.2 Выбор материала конструкции

За расчетную температуру металла принимается наиболее низкое из двух следующих значений [28]:

- минимальная температура складировемого продукта;
- температура наиболее холодных суток для данной местности (минимальная среднесуточная температура), повышенная на 5 °С.

Согласно [27], температура наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,98 для нефтебазы равна минус 54 °С, поэтому за расчетную температура металла принимаем температуру минус 49 °С.

Согласно таблице выбора материалов, для основных конструкций резервуаров [28] выбираем класс прочности С345 (при Т меньше минус 40 °С и больше или равно минус 50 °С) и марку низколегированной стали 09Г2С ГОСТ 27772-88, как для основных конструкций подгруппы А, так и для подгруппы Б.

Сталь 09Г2С при толщине листа от 4 до 10 мм. имеет предел текучести 345 Н/мм², ударную вязкость KCV – 35 Дж/см² при температуре минус 40 °С и временное сопротивление 490 Н/мм².

Углеродный эквивалент стали с пределом текучести 390 МПа и ниже для основных элементов конструкций не должен превышать 0,43. Расчет углеродного эквивалента производится по формуле:

$$C_{\text{экв}} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Si}{24} + \frac{Cr}{5} + \frac{Ni}{40} + \frac{Cu}{13} + \frac{V}{14} + \frac{P}{2}, \quad (2)$$

где $C, Mn, Si, Cr, Ni, Cu, V, P$ – массовые доли углерода, марганца, кремния, хрома, никеля, меди, ванадия и фосфора по результатам плавочного анализа (ковшовой пробы).

Для стали 09Г2С углеродный эквивалент равен:

$$C_{\text{экв}} = 0,09 + \frac{1,2}{6} + \frac{0,5}{24} + \frac{0,3}{5} + \frac{0,3}{40} + \frac{0,3}{13} + \frac{0,035}{2} = 0,418 \%. \quad (3)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 15 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

По формуле (2) мы видим, что углеродный эквивалент не превышает допустимого значения для сталей с пределом текучести 345 МПа.

Расчетное сопротивление металлопроката для растяжения, сжатия, изгиба и сдвига R_y определяют с округлением в меньшую сторону до 5 МПа по формуле

$$R_y = R_{yn} \gamma_c \gamma_t / \gamma_m \gamma_n, \quad (4)$$

где R_{yn} – нормативный предел текучести;

γ_c – коэффициент условий работы;

γ_t – коэффициент учета температуры эксплуатации;

γ_m – коэффициент надежности по материалу;

γ_n – коэффициент надежности по назначению.

Для стали 09Г2С расчетное сопротивление рассчитывается по формуле (4), данные о значениях занесены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетные сопротивления материала

| Расчетное сопротивление R_y , МПа | |
|-------------------------------------|-----|
| Для первого пояса | 215 |
| Для остальных поясов | 250 |
| Для уторного шва | 375 |

2.3 Оптимальные размеры резервуара

Согласно [29] выбираем тип резервуара РВС.

Учитываем удобность монтажа и возможность доставки автомобильным транспортом, с длиной полуприцепа 12,5 метров.

Примем высоту резервуара 12 м, как рекомендуемую для возможности рулонирования на механизированных станках.

Листы для рулонирования стенки подбираем высотой 1,5 м, длиной 6 м.

Количество поясов рассчитаем по формуле

$$h_{\text{листа}} = 1,5 \text{ м.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 16 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$N_i = \frac{h_{\text{ст}}}{h_{\text{листа}}} = \frac{12}{1,5} = 8. \quad (5)$$

Радиус резервуара равен:

$$r_2 = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H_{\text{опт}}}} = \sqrt{\frac{2000}{3,14 \cdot 12}} = 7,28 \text{ м.} \quad (6)$$

Далее определяется длина рулона:

$$L_p = 2 \cdot \pi \cdot r + \tau = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,28 + 0,2 = 45,95 \text{ м.} \quad (7)$$

где $\tau = 0,2 \text{ м.}$

Затем определяется количество листов в рулоне:

$$N_{\text{листов}} = \frac{L_p}{l} = \frac{45,95}{6} = 7,65, \quad (8)$$

округляем данную величину до 8.

Производим корректировку длины рулона:

$$L_p = N_i^{\text{скор}} \cdot l = 8 \cdot 6 = 48 \text{ м.} \quad (9)$$

Производим корректировку радиуса рулона:

$$r_2 = \frac{L}{2\pi} = \frac{48}{2 \cdot 3,14} = 7,64 \text{ м.} \quad (10)$$

Корректируем объём резервуара:

$$V = \pi \cdot r_2^2 \cdot H_{\text{опт}} = 3,14 \cdot 7,64^2 \cdot 12 = 2201 \text{ м}^3. \quad (11)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 17 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Все результаты сведем в таблицу 6.

Таблица 6 – Размеры резервуара

| Параметр | Значение |
|----------------------|----------|
| $V, \text{ м}^3$ | 2201 |
| $H_{onm}, \text{ м}$ | 12 |
| $r_2 = r, \text{ м}$ | 7,64 |
| $L_p, \text{ м}$ | 48 |
| N | 8 |

2.4 Расчет толщины стенки резервуара

Сначала определим уровень максимального разлива нефтепродукта в резервуаре, учетом температурного расширения нефтепродукта [13]:

$$H_M = H - 0,1 = 12 - 0,1 = 11,9 \text{ м.} \quad (12)$$

Вычислим расстояние от поверхности жидкости при максимальном уровне разлива до нижней кромки рассчитываемого пояса:

$$Z_i = H_M - 0,3 - 1,5 \cdot (i - 1), \quad (13)$$

где i – номер рассчитываемого пояса.

$$Z_1 = 11,9 - 0,3 - 1,5 \cdot (1 - 1) = 11,6 \text{ м.}$$

Далее рассчитаем полное давление на пояса резервуара, учитывая как гидростатическое, так и избыточное:

$$P_i = P_{\text{гидр}} + P_{\text{изб}} = \gamma_{f1} \cdot Z_i \cdot \rho_{\text{нп}} \cdot g + \gamma_{f2} \cdot P_{\text{изб}}, \quad (14)$$

где γ_{f1} и γ_{f2} – коэффициенты надежности по нагрузке, равные 1,1 и 1,2 соответственно;

g – ускорение свободного падения;

$P_{изб}$ – избыточное давление в газовом пространстве резервуара, по [29] примем равным 2000 Па.

$$P_I = 1,111,610009,81 + 1,22000 = 127575 \text{ Па} = 0,127 \text{ МПа.}$$

Предварительный выбор толщин поясов производится с помощью расчета на эксплуатационные нагрузки и нагрузки от гидроиспытаний.

Расчетная минимальная толщина стенки при эксплуатации:

$$t_{ci} = \frac{P_i \cdot r}{\gamma_c \cdot R_y}, \quad (15)$$

где P_i – гидростатическое давление в расчетном поясе, Па;

r – радиус резервуара, м;

γ_c – коэффициент условия работы для листовых конструкций, равен 0,7 для первого пояса и 0,8 для остальных поясов.

R_y – расчетное сопротивление материала конструкции, Па.

Минимальная расчетная толщина стенки резервуара в каждом поясе для условий гидравлических испытаний:

$$t_{di} = \frac{g \cdot \rho_v \cdot Z_i \cdot r}{\gamma_c \cdot R_y}, \quad (16)$$

где ρ_v – плотность воды, используемой для гидроиспытаний, примем 1000 кг/м³;

γ_c – 0,9 для всех поясов резервуара при гидроиспытаниях.

Наименьшая толщина каждого пояса стенки резервуара выбирается из сортаментного ряда таким образом, чтобы разность толщины стенки и минусового допуска на прокат была не меньше максимума из трех величин

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 19 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$t - \Delta \geq \max\{t_c + c; t_d; t_k\}, \quad (17)$$

где t_k минимальная конструктивно необходимая толщина стенки РВС для резервуаров диаметром менее 16 м, эта величина равна 4 мм;

c – припуск на коррозию;

Δ – минусовой допуск на прокат листовых конструкций, равен 0,45 мм.

Припуск на коррозию [29] составляет 2,5 мм, так как срок службы проектируемого РВС 25 лет, при коррозии не более 0,1 мм/г.

Минусовой допуск на прокат выбран, исходя из того, что толщина прокатного листа находится в районе от 1500 до 2000 мм и толщина каждого листа также находится в районе от 5-10 мм. Расчеты заносятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчетные минимальные толщины стенки

| № пояса | $t_c + c$, мм | t_d , мм | t_k , мм | t_p , мм | t_p , мм (сортамент) |
|---------|----------------|------------|------------|------------|------------------------|
| 8 | 3,0 | 0,4 | 4 | 4,5 | 4,5 |
| 7 | 3,5 | 0,9 | 4 | 4,5 | 4,5 |
| 6 | 4,0 | 1,4 | 4 | 4,5 | 4,5 |
| 5 | 4,5 | 1,9 | 4 | 4,9 | 5 |
| 4 | 5,0 | 2,4 | 4 | 5,5 | 5,5 |
| 3 | 5,5 | 2,9 | 4 | 6,0 | 6 |
| 2 | 6,0 | 3,4 | 4 | 6,5 | 7 |
| 1 | 7,9 | 4,5 | 4 | 8,3 | 8,5 |

Кольцевые усилия в каждом поясе:

$$N_i = P_i \cdot r. \quad (18)$$

$$N_1 = P_1 \cdot r = 127,57,64 = 974 \text{ кПам.}$$

Расчётная предельная несущая способность:

$$N_{\text{пред}} = \gamma_c \cdot R_y \cdot t_{pi}, \quad (19)$$

где t_{pi} – расчетная толщина i -того пояса.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 20 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$N_{\text{пред}} = \gamma_c \cdot R_y \cdot t_{p1} = 0,9 \cdot 215 \cdot 8,5 = 1600 \text{ кПа}\cdot\text{м}.$$

Полученные данные занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Предельная несущая способность поясов

| № пояса | N , кПа·м | $N_{\text{пред}}$, кПа·м |
|---------|-------------|---------------------------|
| 8 | 93 | 900 |
| 7 | 195 | 900 |
| 6 | 297 | 900 |
| 5 | 399 | 1000 |
| 4 | 500 | 1100 |
| 3 | 602 | 1200 |
| 2 | 704 | 1400 |
| 1 | 974 | 1600 |

Как видно из таблицы 8 – для всех поясов резервуара выполняется условие:

$$N < N_{\text{пред}}$$

2.5 Расчет стенки на прочность

Проверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (20)$$

где σ_1 – меридиональное напряжение (напряжение вдоль образующей);

σ_2 – кольцевое напряжение.

σ_1 – меридиональное напряжение с учетом коэффициентов надежности по нагрузки и коэффициентов для основного сочетания нагрузок вычисляется для нижней точки пояса по формуле

$$\sigma_1 = \frac{(1,05 \cdot G_M + 0,95(1,05 \cdot G_0 + 1,2 \cdot G_Y))}{2\pi r t_{pi}} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot S - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{изб})r}{2t_{pi}},$$

где G_M – вес металлоконструкции выше расчетной точки;

G_0 – собственный вес покрытия, площадок, ограждения и стационарного оборудования;

G_Y – вес утеплителя выше расчетной точки;

S – показатель снеговой нагрузки для данной местности, равен 1800 Па [22];

$P_{изб}^H$ – избыточное давление в резервуаре, примем равным 2000 Па [25];

t_{pi} – толщина i -ого слоя (с вычетом надбавки на коррозии и допуск).

Вес металлоконструкции вычислим по формуле

$$G_M = \gamma_f \cdot 2 \cdot \pi \cdot \rho_M \cdot g \cdot H_{ст,i} \cdot t_i, \quad (21)$$

где ρ_M – плотность стали, для 09Г2С она равна 7850 т/м³ [25];

$H_{ст,i}$ – высота стенки выше рассматриваемого уровня;

γ_f – коэффициент надёжности по нагрузке для собственного веса металлоконструкций, принимаемый равным 1,05 [25];

t_i – номинальная толщина i -го пояса стенки.

$$G_M = \gamma_f \cdot 2 \cdot \pi \cdot \rho_M \cdot g \cdot H_{ст,i} \cdot t_i = 1,0523 \cdot 1478509,81(12-1,5)5,55 = 29591,6 \text{ кг.}$$

Вес стенки определяется для каждого пояса, результаты в таблице 9.

Таблица 9 – Вес стенки для каждого пояса

| Пояс | G_M , т |
|------|-----------|
| 8 | 1179,4 |
| 7 | 2358,8 |
| 6 | 3538,2 |
| 5 | 6239,5 |
| 4 | 9701,6 |
| 3 | 10524,7 |
| 2 | 21571,9 |
| 1 | 29591,6 |

Собственный вес покрытия, площадок ограждения и стационарного оборудования

$$G_0 = \gamma_f \cdot \pi \cdot r^2 \cdot G_{on} = 1,05 \cdot 3,14 \cdot 7,64^2 \cdot 0,31 = 59709,5 \text{ т}, \quad (22)$$

где G_{on} – нормативное значение распределенной нагрузки от веса покрытия, площадок ограждения и стационарного оборудования, приблизительно может быть определено по обобщенным показателям [14] в зависимости от объема резервуара, принимаем равным 0,31.

σ_2 – кольцевое напряжение вычисляется для нижней точки каждого пояса по формуле

$$\sigma_2 = \frac{(g \cdot \rho_{нп} \cdot Z_i + 1,2 \cdot P_{изб}) \cdot r}{t_{pi}}, \quad (23)$$

где $\rho_{нп}$ – плотность нефтепродукта, кг/м³;

Z_i – высота столба жидкости, м;

r – радиус резервуара, м;

t_{pi} – толщина рассчитываемой стенки, м;

$P_{изб}$ – избыточное давление паров нефтепродукта, Па.

$$\sigma_2 = \frac{(9,81 \cdot 800 \cdot 1,5 + 1,2 \cdot 2000) \cdot 7,64}{8,5 \cdot 10^{-3}} = 132,3 \text{ Мпа.}$$

Для цилиндрической оболочки должно выполняться следующее условие

$$\sigma_2 \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (24)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению, равен 1,05.

Все полученные величины сведем в таблицу 10.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 23 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 10 – Проверка стенки на прочность

| № пояса | σ_1 , МПа | σ_2 , МПа | $\frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}$, МПа | $\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2}$, МПа |
|---------|------------------|------------------|---|--|
| 8 | 0,79 | 55,6 | 190,5 | 55,2 |
| 7 | 0,80 | 115,4 | 190,5 | 115,0 |
| 6 | 0,82 | 175,1 | 190,5 | 174,7 |
| 5 | 0,65 | 177,6 | 190,5 | 177,2 |
| 4 | 0,55 | 179,0 | 190,5 | 178,8 |
| 3 | 0,49 | 180,0 | 190,5 | 179,8 |
| 2 | 0,41 | 158,5 | 190,5 | 158,2 |
| 1 | 0,35 | 132,3 | 143,3 | 132,1 |

Как видно из таблицы выше, для всех поясов выполняются неравенства (25) (значения четвертой колонки больше или равны пятой) и (30) (значения четвертой колонки больше или равны третьей), поэтому проверка стенки на прочность прошла успешно в каждом поясе, и корректировки толщины не требуется.

2.6 Проверка стенки на прочность при гидроиспытаниях

Проверочный расчет на прочность при гидроиспытаниях для каждого пояса стенки резервуара

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (25)$$

где σ_1 – меридиональное напряжение (напряжение вдоль образующей);
 σ_2 – кольцевое напряжение.

Меридиональное напряжение с учетом коэффициентов надежности по нагрузки и коэффициентов, а также вес металлоконструкции, собственный вес покрытия, площадок, ограждения и стационарного оборудования вычисляется так же, как и в проверке на прочность при эксплуатации (25-28).

σ_2 – кольцевое напряжение вычисляется для нижней точки каждого пояса по формуле

$$\sigma_2 = \frac{(g \cdot \rho_{\text{нп}} \cdot Z_i + 1,2 \cdot P_{\text{изб}}) \cdot r}{t_{\text{pi}}}, \quad (26)$$

где $\rho_{\text{нп}}$ – плотность воды, 1000 кг/м³;

Z_i – высота столба жидкости, м;

r – радиус резервуара, м;

t_{pi} – толщина рассчитываемой стенки, с вычетом припуска на коррозию и минимального допуска, м;

$P_{\text{изб}}$ – избыточное давление в резервуаре, Па.

Для цилиндрической оболочки должно выполняться следующее условие

$$\sigma_2 \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (27)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению, равен 1,05;

γ_c – коэффициент условий работы поясов стенки, γ_c в условиях гидроиспытаний 0,9 [29].

Все полученные величины сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Проверка стенки на прочность при гидроиспытаниях

| № пояса | σ_1 , МПа | σ_2 , МПа | $\frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}$, МПа | $\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2}$, МПа |
|---------|------------------|------------------|---|--|
| 8 | 0,79 | 64,99 | 214,29 | 64,60 |
| 7 | 0,80 | 137,48 | 214,29 | 137,08 |
| 6 | 0,82 | 209,97 | 214,29 | 209,56 |
| 5 | 0,65 | 213,57 | 214,29 | 213,24 |
| 4 | 0,55 | 215,75 | 214,29 | 215,48 |
| 3 | 0,49 | 217,22 | 214,29 | 216,98 |
| 2 | 0,41 | 191,33 | 214,29 | 191,12 |
| 1 | 0,35 | 159,86 | 214,29 | 159,69 |

Как видно из таблицы выше, для всех поясов, кроме третьего и четвертого выполняются неравенства (31) (значения четвертой колонки больше или равны пятой) и (33) (значения четвертой колонки больше или равны третьей), поэтому корректируем толщины пояса три и четыре.

$$t_{p4} = 6 \text{ мм}; t_{p3} = 6,5 \text{ мм}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 25 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

2.7 Нагрузки, действующие на резервуар

Определение снеговой нагрузки производят в соответствии с [22].

Полное нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия S определяется по формуле

$$S = S_g \cdot \mu, \quad (28)$$

где $S_g = 1,8$ кПа – расчетное значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли, принимаемое в соответствии [22];

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, принимаемый в соответствии с [22].

Значение коэффициента μ определяется по формуле

$$\mu = \cos 1,8\alpha, \quad (29)$$

$$\mu = 0,99 \cdot 1 = 1.$$

Для пологого сферического покрытия будет слабо меняться вдоль диаметра. Поэтому с целью облегчения расчета купола можно принять $\cos 1,8\alpha \mu = 1,0$ по всему покрытию.

Полное нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия по формуле (28)

$$S = 1,8 \cdot 1 = 1,8 \text{ Па.}$$

Определим значение ветровой нагрузки согласно [22]:

$$P_{\text{вет}} = \gamma_{f \text{ вет}} \cdot w_0 \cdot k \cdot c, \quad (30)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 26 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

где $\gamma_{\text{вет}}$ – коэффициент надежности по нагрузке для ветровой нагрузки, принимаемый при расчете на устойчивость равным 0,5;

w_0 – нормативное значение ветрового давления, согласно [22], ; $w_0 = 0,3$ кПа

k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте, согласно пункту [22], $k = 1$;

c – аэродинамический коэффициент, $c = 1$;

Вычислим по формуле (30)

$$P_{\text{вет}} = 0,5 \cdot 300 \cdot 1 \cdot 1 = 150 \text{ Па.}$$

2.8 Расчет на устойчивость

Для проверки устойчивости резервуара при статическом нагружении необходимо произвести проверку соотношения:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{a1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{a2}} \geq 1, \quad (31)$$

где σ_{a1} – первое (меридиональное) критическое напряжение;

σ_{a2} – второе (кольцевое) критическое напряжение.

Первое критическое напряжение определяется по формуле

$$\sigma_{a1} = C_i E \frac{t_{pmin}}{r}, \quad (32)$$

где t_{pmin} – расчетная толщина самого тонкого пояса стенки резервуара (верхнего).

Коэффициент C определяется по формуле

$$C_i = 0,085 - \frac{r}{t_{pmin} \cdot 10^5} = 0,085 - \frac{7,643}{4,5 \cdot 10^5} = 0,084. \quad (33)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 27 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Подставляя значение из формулы (33) в (32):

$$\sigma_{a1} = 0,084 \cdot 200 \cdot 10^9 \frac{0,0045}{7,643} = 9,89 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Второе критическое напряжение определяется по формуле

$$\begin{aligned} \sigma_{a2} &= 0,55E \left(\frac{r}{H_r} \right) \left(\frac{t_{pmin}}{r} \right)^{1,5} = \\ &= 0,55 \cdot 200 \cdot 10^9 \left(\frac{7,643}{12} \right) \left(\frac{0,0045}{7,643} \right)^{1,5} = 1 \cdot 10^6 \text{ Па,} \end{aligned} \quad (34)$$

где H_r – редуцированная высота резервуара, а для резервуара со стационарной крышей H_r равна полной высоте стенки резервуара H_o .

Меридиональное напряжение σ_1 вычисляется для нижней кромки участка стенки постоянной толщины по формуле

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= \frac{(1,05 \cdot G_M + 0,95(1,05 \cdot G_0 + 1,3 \cdot G_Y))}{2\pi r t_p} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot S - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{изб})r}{2t_{pi}} = \\ &= \frac{(1,05 \cdot 33784,6 + 0,95(1,05 \cdot 59709,5 + 1,3 \cdot 0))}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,643 \cdot 0,0085} + \\ &+ \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot 1800 - 0,95 \cdot 1,2 \cdot 2000) \cdot 7,643}{2 \cdot 0,0085} = 227531,5 \text{ Па.} \end{aligned} \quad (35)$$

Меридиональные напряжения в нижнем поясе стенки резервуара

$$\begin{aligned} \sigma_2 &= \frac{(0,95 \cdot 1,2 P_{бак} + 0,95 \cdot 0,5 k_i \cdot w) \cdot r}{t_i} = \\ &= \frac{(0,95 \cdot 1,2 \cdot 250 + 0,95 \cdot 0,5 \cdot 0,75 \cdot 0,534) \cdot 7,643}{0,0085} = 256617,8 \text{ Па,} \end{aligned} \quad (36)$$

где k_i – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте стенки резервуара для каждого пояса, определяется по [22] для типа местности А;

Подставляя полученные значение в формулу (32), получим:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 28 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{a1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{a2}} = \frac{227531,5}{9,89 \cdot 10^6} + \frac{256617,8}{1 \cdot 10^6} = 0,28 \leq 1.$$

Сведем все данные, касающиеся толщины стенок в таблицу 12.

Таблица 12 – Толщины стенок резервуара

| Пояс | Высота столба продукта, | $\gamma \rho_g \times (H-z),$ | $P_{изб.} \times \gamma_{из},$ | Полное давление | $t,$ расчетная | $t,$ принятая после расчета на прочность | $t,$ принятая после расчета на устойчивость | Марка стали |
|------|----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------|----------------|--|---|-------------|
| | М | кПа | кПа | кПа | мм | Мм | мм | |
| 8 | 1,1 | 9,7 | 2,4 | 12,1 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 09Г2С |
| 7 | 2,6 | 23 | 2,4 | 25,4 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 09Г2С |
| 6 | 4,1 | 36,4 | 2,4 | 38,8 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 09Г2С |
| 5 | 5,6 | 49,7 | 2,4 | 52,1 | 5 | 5 | 5 | 09Г2С |
| 4 | 7,1 | 63 | 2,4 | 65,4 | 5,5 | 6 | 6 | 09Г2С |
| 3 | 8,6 | 76,3 | 2,4 | 78,7 | 6 | 6,5 | 6,5 | 09Г2С |
| 2 | 10,1 | 89,7 | 2,4 | 92,1 | 7 | 7 | 7 | 09Г2С |
| 1 | 11,6 | 103 | 2,4 | 105,4 | 8,5 | 8,5 | 8,5 | 09Г2С |

2.9 Конструкция и расчет покрытия резервуара

Стальная каркасная коническая крыша устанавливается на резервуары диаметром от 10 до 25 м. Угол наклона образующей крыши к горизонтальной поверхности выполняется с уклоном от 1:12 (4,76°) до 1:6 (9,46°). Крепление настила крыши по периметру осуществляется через обвязочный элемент жесткости. Покрытие состоит из плоских трапецеидальных щитов заводского изготовления, опирающихся по периметру стенки резервуара и на центральную стойку через центральное кольцо.

Приступим, непосредственно к расчету конического покрытия с центральной стойкой.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 29 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Покрытие резервуара проектируем в виде щитов, состоящих из листов толщиной $t = 4$ мм, уложенных на каркас из двутавра, швеллеров и уголков. Щиты опираются на верхнее кольцо центральной стойки и корпус резервуара. Щит представляет собой трапецеидальную раму с основными радиальными ребрами из прокатных двутавров. В кольцевом направлении располагают поперечные ребра из мелких номеров прокатного швеллера.

К нагрузкам на покрытие относят:

- собственный вес настила и ребер;
- вакуум;
- снег.

Расчету подлежат элементы щита:

- настил;
- поперечные ребра;
- радиальные ребра.

Расчетной схемой настила является тонкая оболочка, работающая только на растяжение и опирающаяся на поперечные ребра. Расчетным пролетом настила будет шаг поперечных ребер щита. Сечение настила проверяют по жесткости, принимая значение предельного относительного прогиба и по прочности.

Необходимо, для начала произвести сбор нагрузок. Определяем нормативные и расчетные нагрузки на щит покрытия.

Нормативные нагрузки на щит покрытия [29]:

$$g_{щ} = g_n + g_б + (g_{вак} + S) \cdot \psi =$$

$$= 0,33 + 0,16 + (0,2 + 1,8) \cdot 0,9 = 2,29 \text{ кН/м}^2, \quad (37)$$

где g_n – собственный вес радиальных балок и опорных ребер жесткости, $0,33 \text{ кН/м}^2$;

$g_б$ – собственный вес радиальных балок и поперечных ребер, $0,16 \text{ кН/м}^2$;

$g_{вак}$ – собственный вес от вакуума, $0,2 \text{ кН/м}^2$;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 30 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

S – снеговая нагрузка, 1,8 кН/м²;

ψ – коэффициент сочетания нагрузок, 0,9.

Отметим, что суммарная нормативная нагрузка на щит равна $g_{щ}^H = 1,823 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$.

2.10 Расчет настила

Принимаем настил приваренным к радиальным ребрам щитов электродами типа Э42. Предельный относительный прогиб настила [22]:

$$\left[\frac{f}{l_H} \right] = \frac{1}{150}, \quad (38)$$

где l_H – наибольший пролет настила;

f – поперечное сечение ребра.

Принимая толщину настила $t_H = 4$ мм l_H по условиям эксплуатации, по формуле А. Л. Телояна определяют наибольший пролет настила

$$l_H = \frac{4t_H}{15 \left[\frac{f}{l_H} \right]} \cdot \left(1 + \frac{72 \cdot E_1}{\left[\frac{l_H}{f} \right]^4 q_H^H} \right), \quad (39)$$

где q_H^H – нормативная погонная нагрузка на полосу настила единичной ширины;

t_H – толщина настила;

E_1 – коэффициент, учитывающий сопротивление материала упругой деформации, а также поперечной и продольной относительной деформации.

Коэффициент E_1 рассчитывается по формуле

$$E_1 = \frac{E}{1-\nu^2} = \frac{2,1 \cdot 10^4}{1-0,28^2} = 2,27 \cdot 10^4 \text{ кН/см}^2, \quad (40)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 31 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

где E – модуль упругости стали;

ν коэффициент Пуассона.

Расчетная величина собственного веса настила определяется

$$\begin{aligned} g_{\text{н}} &= t_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot g = 0,4 \cdot 7,8 \cdot 10^{-3} \cdot 9,8 = \\ &= 0,03 \text{ Н/см}^2 = 0,3 \cdot 10^{-4} \text{ кН/см}^2. \end{aligned} \quad (41)$$

Расчетный вес снегового покрова рассчитывают по формуле

$$g_{\text{сн}} = 0,7 \cdot S_g \cdot \mu = 0,7 \cdot 1,8 \cdot 10^3 \cdot 1 = 1,26 \cdot 10^{-4} \text{ кН/см}^2. \quad (42)$$

Нормативная погонная нагрузка на полосу настила единичной ширины по формуле

$$\begin{aligned} q_{\text{н}} &= g_{\text{н}} + (g_{\text{сн}} + g_{\text{вак}}) \cdot \psi = 0,3 \cdot 10^{-4} + (1,26 \cdot 10^{-4} + 0,2 \cdot 10^{-4}) \cdot 0,9 \\ &= \\ &= 1,614 \cdot 10^{-4} \text{ кН/см}^2. \end{aligned}$$

Тогда по формуле (37):

$$l_{\text{н}} = \frac{4 \cdot 0,4 \cdot 150}{15} \cdot \left(1 + \frac{72 \cdot 2,27 \cdot 10^4}{150^4 \cdot 1,614 \cdot 10^{-4}} \right) = 336,1 \text{ см.}$$

По конструктивным соображениям принимаем расстояние между поперечными ребрами щита, что является пролетом настила a , равным 1,5 м.

Проверим настил покрытия на прочность по формуле

$$\sigma = \frac{H}{t_{\text{н}}} + \frac{6 \cdot M_{\text{оп}}}{t_{\text{н}}^2} \leq \gamma_c \cdot R_{\gamma}, \quad (43)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 32 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

где H – распор;

$M_{оп}$ – опорный момент.

Нагрузка на расчетную полосу настила за вычетом собственного веса радиальных и поперечных ребер жесткости щитов

$$q_n = g_n + (g_{\text{вак}}^H + g_{\text{сн}}^H) \cdot \psi = 0,33 + (0,2 + 1,26) \cdot 0,9 = 1,644 \text{ кН/м}^2 \quad (44)$$

Примем стрелку прогиба настила

$$f_0 = \frac{1}{150} \cdot a = \frac{1}{150} \cdot 1,5 = 0,01 \text{ м} = 1 \text{ см}, \quad (45)$$

где a шаг поперечных ребер жесткости щита.

Распор

$$H = \frac{q_n \cdot a^2}{8 \cdot f_0} - \frac{48 \cdot E_1 \cdot t_n^3}{12 \cdot a^2} = \frac{1,644 \cdot 10^{-4} \cdot 150^2}{8 \cdot 1} - \frac{48 \cdot 2,27 \cdot 10^4 \cdot 0,4^3}{12 \cdot 150^2} = 0,204 \text{ кН/см}. \quad (46)$$

Коэффициент K

$$K = \sqrt{\frac{12H}{E_1 \cdot t_n^3}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0,204}{2,27 \cdot 10^4 \cdot 0,4^3}} = 0,04 \frac{1}{\text{см}}. \quad (47)$$

Опорный момент определяется по формуле

$$M_{оп} = \frac{q_n \cdot a}{2K} = \frac{1,644 \cdot 10^{-4} \cdot 150}{2 \cdot 0,04} = 0,308 \text{ кН}. \quad (48)$$

Проверка настила на прочность по формуле (41)

$$\sigma = \frac{H}{t_n} + \frac{6 \cdot M_{оп}}{t_n^2} = \frac{0,204}{0,4} + \frac{6 \cdot 0,308}{0,4^2} = 12,06 \leq 19,7.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 33 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$\gamma_c \cdot R_\gamma = 219,05 \cdot 10^6 \cdot 0,9 = 19,7 \text{ кН/см}^2. \quad (49)$$

Прочность настила обеспечена [22].

2.11 Расчет поперечных ребер щита

Предварительно назначим количество щитов в покрытии. Принимая ширину щита у стенки резервуара $b_0 = 3 \text{ м}$, требуемое количество щитов определим по формуле

$$n_{\text{щ}} = \frac{\pi \cdot D_p}{b_0} = \frac{3,14 \cdot 15,28}{3} = 16, \quad (50)$$

где D_p – диаметр резервуара;

b_0 – ширина щита у стенки резервуара.

Количество щитов покрытия должно быть кратным четырем. Тогда, соответственно, принимаем число щитов равным $n_{\text{щ}} = 16$.

Расчетный пролет поперечного ребра будет равен величине b_0 , т.е.

$$b_0 = l_p = 3 \text{ м.}$$

Равномерно распределенная расчетная нагрузка на поперечное ребро при шаге ребер $a = 1,5 \text{ м}$ составит

$$q_{\text{р.п}} = g_{\text{щ}} \cdot a = 2,29 \cdot 1,5 = 3,43 \text{ кН/м.} \quad (51)$$

Нормативная нагрузка

$$q_{\text{р.п}}^{\text{н}} = g_{\text{щ}}^{\text{н}} \cdot a = 1,823 \cdot 1,5 = 2,73 \text{ кН/м.} \quad (52)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 34 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Расчетный изгибающий момент:

$$M_{p.п} = \frac{q_{p.п} \cdot l_p^2}{8} = \frac{3,43 \cdot 3^2}{8} = 3,86 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (53)$$

Требуемый момент сопротивления рассчитывается по формуле

$$W_{тр} = \frac{M_{p.п}}{\gamma_c \cdot R_{\gamma}} = \frac{3,86 \cdot 10^2}{1 \cdot 21,9} = 17,6 \text{ см}^3. \quad (54)$$

Требуемый момент инерции при предельном относительном прогибе ребра

$$\left[\frac{f_p}{l_p} = \frac{1}{200} \right]. \quad (55)$$

Требуемый момент инерции определяется по формуле

$$I_{тр} = \frac{5}{384} \cdot \frac{q_{p.п}^H \cdot l_p^3}{E \cdot \left[\frac{f_p}{l_p} \right]} = \frac{5}{384} \cdot \frac{2,73 \cdot 3^3 \cdot 10^6}{2,19 \cdot 10^4 \cdot [1/200]} = 87,79 \text{ см}^4. \quad (56)$$

Принимаем рекомендуемый швеллер №8 . $W_x = 22,4 \text{ см}^3$, $I_x = 89,4 \text{ см}^4$ [30]

2.12 Расчет радиальных ребер щита

Пролет радиального ребра, как балки при свободном опирании щита на стенку резервуара и на верхнее центральное кольцо трубчатой стойки равен:

$$r = l_p = \frac{D_p}{2} = 7,64 \text{ м}. \quad (57)$$

Радиальная балка (ребро) щита воспринимает нагрузку по треугольнику (рисунок 2) в соответствии с грузовой площадью и является основным несущим элементом покрытия. Расчетной схемой радиальной балки является обычная двухопорная шарнирно опертая балка.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 35 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

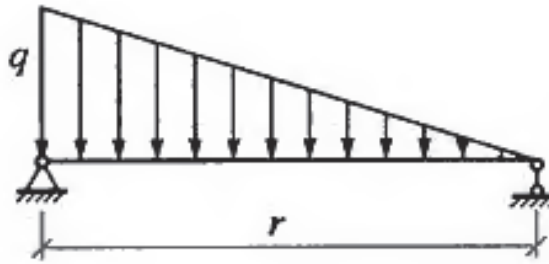


Рисунок 2 – Расчетная схема радиального ребра

Максимальная интенсивность нагрузки на радиальное ребро у стенки резервуара по формуле

$$q = g_{\text{щ}} \cdot b_0 = 2,29 \cdot 3 = 6,87 \text{ кН/м.} \quad (58)$$

Максимальный расчетный момент:

$$M = \frac{q \cdot r^2}{9 \cdot \sqrt{3}} = \frac{6,97 \cdot 7,64^2}{9 \cdot \sqrt{3}} = 25,74 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (59)$$

Требуемый момент сопротивления с учетом развития пластических деформаций:

$$W_{\text{тр}} = \frac{M}{1,12 \cdot \gamma_c \cdot R_y} = \frac{25,74 \cdot 10^2}{1,12 \cdot 1 \cdot 21,9} = 104,96 \text{ см}^3. \quad (60)$$

Что соответствует двутавру №16. $W_x = 109 \text{ см}^3$ [30]

Требуемый момент инерции сечения ребра из условия обеспечения жесткости при $\left[\frac{f}{r} \right] = \frac{1}{200}$ составит:

$$I_{\text{тр}} = \frac{5}{768} \cdot \frac{q_{\text{р.л}} \cdot b_0 \cdot r^3}{E \cdot \left[\frac{f}{r} \right]} = \frac{5}{768} \cdot \frac{1,823 \cdot 10^{-4} \cdot 7,64^3 \cdot 10^6 \cdot 3 \cdot 10^2}{2,19 \cdot 10^4} = 1451 \text{ см}^4. \quad (61)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 36 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Выберем из сортамента прокатный двутавр №18 $I_{тр} = 1290 \text{ см}^4$ по [30].
По прочности требуется меньший номер двутавра.

Диаметр центральной стойки принимается по конструктивным соображениям с учетом условий опирания щитов покрытия и использования стойки для рулонирования элементов резервуара [18].

2.13 Расчет колец жесткости. Конструкция и расчет днища резервуара

Так как условия на прочность и устойчивость выполняются, то на проектируемый резервуар целесообразно поставить только верхнее ветровое кольцо.

Верхнее ветровое кольцо устанавливается на верхнем поясе стенки резервуара. Рекомендуемая высота установки верхнего ветрового кольца составляет 1,1 - 1,25 м от верха стенки. Сечение верхнего кольца жесткости подбирается из условия действия в нем максимального изгибающего момента M , который вычисляется по формуле

$$M = 0,0186 \cdot 1,4 \cdot w_0 \cdot k \cdot c \cdot r^2 \cdot H = \quad (62)$$

$$0,0186 \cdot 1,4 \cdot 0,534 \cdot 0,65 \cdot 0,8 \cdot 7,64^2 \cdot 12 = 5,06 \text{ кН} \cdot \text{м},$$

где w_0 – нормативное значение ветрового давления;

k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления [22] по высоте равный 0,65;

c – аэродинамический коэффициент равный 0,8.

Днища резервуаров должны иметь коническую форму для удаления подтоварной воды и удобства зачистки резервуаров с уклоном от центра или к центру. Величина уклона 1:100. Допускается применение плоских днищ для РВС объемом до 1000 м³.

Днища резервуаров объемом равным или свыше 2000 м³ должны иметь центральную часть и утолщенное кольцо окрайки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 37 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Для листов окраек применяется та же марка стали, что и для нижнего пояса резервуара или соответствующего ей класса прочности при условии обеспечения их свариваемости. С внешней стороны кольцо из листов окраек должно быть круговой формы. Внутренняя граница окраек может иметь форму правильного многоугольника с числом сторон, равным числу листов окрайки. Радиальная ширина окрайки должна обеспечивать расстояние между внутренней поверхностью стенки и швом приварки центральной части днища не менее 300 мм для резервуаров объемом до 5000 м³ и 600 мм для резервуаров объемом более 5000 м³, но не менее величины, определяемой соотношением:

$$L_0 = 26,22 \cdot \sqrt{r \cdot t_1} = 26,22 \cdot \sqrt{7640 \cdot 8,5} = 6683 \text{ мм}, \quad (63)$$

где t_1 – номинальная толщина первого пояса резервуара.

Принимаем радиальную ширину окрайки равной 300 мм.

Для определения толщины кольцевых окраек необходимо пользоваться [29]. Так как толщина стенки верхнего пояса составляет 4,5 мм, то минимальная толщина кольцевой окрайки должна быть равна шесть мм. При проектировании конструкции днища должны быть учтены следующие требования, [29]. Выступ днища (окраек днища) за внешнюю поверхность стенки – 50-100 мм. Величина нахлеста центральной части днища на кольцо окраек – 60-100 мм. Величина нахлеста листов (полотнищ) центральной части днища между собой – 30-50 мм. Номинальная толщина листов центральной части днища (при наличии кольца окраек или без него), не менее 4 мм. Минимальная толщина остающейся подкладной пластины – 4 мм.

Размеры окраечного кольца днища назначаются из условия прочности узла соединения стенки с днищем с учетом деформированности листа окрайки днища.

Номинальная толщина кольцевых окраек должна быть не менее величины, определяемой по формуле

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 38 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$t_b = 0,77 \cdot t_1 = 0,77 \cdot 4,5 = 6,5 \text{ мм}, \quad (64)$$

так как t_b должно быть не менее 6 мм, то принимаем $t_b = 7$ мм.

Центральная часть днища выполняется в виде отдельных листов или полотнищ. Ее форма по периметру принимается исходя из условия обеспечения величины нахлеста центральной части днища на кольцо окраек в соответствии с [29]. Номинальная толщина листов центральной части днища должны быть не менее 4 мм, исключая припуск на коррозию.

Центральная часть днища состоит из четного числа рулонизируемых полотнищ шириной до 12 м. Полотнища собирают из листов 2000х8000 мм. Соединяются полотнища между собой внахлестку (размер нахлестки 50...60 мм). Отмечается, что язвенная коррозия в листах днища вызывает наступление предельного состояния вследствие потери герметичности резервуара при образовании сквозного свища. Припуск на коррозию 1-2 мм существенно повышает долговечность резервуара. Вместо применяемых в типовых проектах для днищ листов толщиной 4 и 5 мм рекомендуется использовать листы толщиной 6 мм.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------|------|
| | | | | | Проектирование резервуара | Лист |
| | | | | | | 39 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

3 ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

3.1 Гидравлический расчет трубопровода: проектируемый резервуар – автомобильная эстакада налива

Проверочный гидравлический расчет всасывающей линии.

Для проверки всасывающей способности насосного агрегата АСЦЛ берем участок от самого удаленного резервуара в проектируемом резервуарном парке до эстакады налива. Характеристики насоса указаны в таблице 13.

Таблица 13 – Насос самовсасывающий 1СЦЛ 20-24Г-М-Л-У2

| Параметр | Электродвигатель 18,5 кВт взрывозащищенный |
|-----------------------------------|--|
| Частота вращения, об/ мин | 1450 |
| Подача, м ³ /ч | 32 |
| Напор, м | 54 |
| Мощность, кВт | 18,5 |
| КПД насоса, % | 33 |
| Допустимый кавитационный запас, м | 1,5 |
| Высота самовсасывания, м | 5,5 |

Выбор насоса определен унификацией запасных частей с применяемыми в данное время на нефтебазе насосными агрегатами АСЦЛ 20-24.

Диаметр трубопровода принимаем по аналогии с существующим 159 мм, толщина стенки 4,5 мм. Нефтепродукт определяем, как топливо дизельное ЕВРО, класс 2, вид III (ДТ-3-К5), как самое вязкое из планируемых к хранению в проектируемом резервуарном парке. Для примера берем характеристики продукта производства [REDACTED] хранимого не нефтебазе в данное время.

Дизельное топливо зимнее выдается с эстакады налива с марта по октябрь месяц. Самый холодный месяц – март. Среднемесячная температура воздуха марта месяца в по СП131.13330.2012 составляет минус 27 °С.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Гидравлические расчеты | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 40 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Плотность фактическая при 20 °С, составляет 803,7 кг/м³.

Кинематическая вязкость фактическая при 20°С, составляет 3 мм²/с, что равняется 310⁻⁶ м²/с.

Вычисляем значение температурной поправки и расчетную плотность дизельного топлива при температуре T по формулам

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}, \quad (65)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 803,7 = 0,768 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}},$$

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (66)$$

$$\rho_T = 803,7 + 0,768 \cdot (293 - 246) = 847,476 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Расчетную кинематическую вязкость определяем по формуле Вальтера. По известным значениям вязкости определяем значения эмпирических коэффициентов $A_v B_v$ по формулам

$$B_v = \frac{\lg \left[\frac{\lg(v_2 + 0,8)}{\lg(v_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1}, \quad (67)$$

$$A_v = \lg \lg(v_1 + 0,8) - B_v \cdot \lg T_1, \quad (68)$$

$$B_v = \frac{\lg \left[\frac{\lg(3 + 0,8)}{\lg(4 + 0,8)} \right]}{\lg 293 - \lg 236} = -2,28,$$

$$A_v = \lg \lg(4 + 0,8) - (-2,28) \cdot \lg 236 = 5,39.$$

Расчетная кинематическая вязкость по формуле

$$v_T = 10^{10(A_v + B_v \lg T)} - 0,8, \quad (69)$$

$$v_T = 10^{10(5,39 - 2,28 \lg 236)} - 0,8 = 9 \text{ сСт.}$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 0,159 - 2 \cdot 4,5 = 0,150 \text{ мм.} \quad (70)$$

Уточняем скорость на всасывании:

$$V_{\text{вс}} = \frac{4Q}{\pi d_{\text{вс}}^2} = \frac{4 \cdot 32}{3,14 \cdot 0,15^2 \cdot 3600} = 0,5 \text{ м/с.} \quad (71)$$

Рассчитываем гидравлические потери по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L}{d} \frac{V^2}{2g}, \quad (72)$$

где L – длина трубопровода, 220 м.

Определяем число Рейнольдса:

$$Re = \frac{Vd}{\nu} = \frac{0,5 \cdot 0,15}{9 \cdot 10^{-6}} = 8388. \quad (73)$$

Находим граничные значения числа Re :

$$Re_1 = 10 \cdot \frac{d_{\text{н}}}{k_{\text{э}}} = 10 \cdot \frac{0,15}{0,15 \cdot 10^{-3}} = 10000, \quad (74)$$

$$Re_2 = 500 \cdot \frac{d_{\text{н}}}{k_{\text{э}}} = 500 \cdot \frac{0,15}{0,15 \cdot 10^{-3}} = 500000, \quad (75)$$

где $k = k_{\text{э}}/D$ – относительная шероховатость трубы,

$k_{\text{э}}$ – эквивалентная шероховатость стенки трубы.

Принимаем $k_{\text{э}}=0,15$ мм трубы стальные с незначительным налетом ржавчины.

Так как $Re < Re_1$, режим течения является турбулентным в зоне гидравлически гладких труб.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Гидравлические расчеты | Лист |
| | | | | | | 42 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Коэффициент гидравлического сопротивления определим по формуле Блазиуса

$$\lambda = 0,3164/Re^{0,25} = 0,3164/8388^{0,25} = 0,0330. \quad (76)$$

Потери напора во всасывающем трубопроводе

$$h_{\text{вс}} = h_{\text{мс}} + h_{\text{тр}} = \left(\sum \xi + \lambda_{\text{вс}} \frac{v_{\text{вс}}}{L_{\text{вс}}} \right) \frac{V_{\text{в}}^2}{2g}. \quad (77)$$

Определяем коэффициенты местных сопротивлений [3]:

$$\xi_{\text{кол}} = 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \cdot e^{(3,56 \cdot 10^{-4} \cdot (150000 \cdot Re))} = \quad (78)$$

$$= 0,35 + 3,58 \cdot 10^{-3} \cdot e^{(3,56 \cdot 10^{-4} \cdot (150000 - 8388))} = 0,86 - \text{для коллектора},$$

$$\xi_{\text{комп}} = 0,153 + \frac{5964}{Re} = \quad (79)$$

$$= 0,153 + \frac{5964}{8388} = 0,000356 - \text{для компенсатора},$$

$$\xi_{\text{диф}} = \frac{0,148 \cdot Re}{(Re - 4660)} = \frac{0,148 \cdot 8388}{8388 - 4460} = 0,33 - \text{для диффузора}, \quad (80)$$

$$\xi_{\text{вх}} = 0,5 - \text{для выхода в ТТП},$$

$$\xi_{\text{хл}} = 0,92 - \text{для выхода из резервуара с хлопушкой},$$

$$\xi_{\text{завд}} = 0,15 - \text{для полностью открытой задвижки},$$

$$\xi_{90} = 0,5 - \text{для отвода } 90^\circ,$$

$$\xi_{\text{фт}} = 2,2 - \text{для фильтра},$$

$$\xi_{\text{тр}} = 3 - \text{для тройника},$$

$$\xi_{\text{ок}} = 1,5 - \text{для обратного клапана},$$

$$\xi_{\text{нас}} = 1 - \text{для входа в насос},$$

$$\xi_{\text{вых}} = 1 - \text{для выхода из трубопровода},$$

$$\sum \xi = 3 \cdot \xi_{\text{вх}} + \xi_{\text{хл}} + 4 \cdot \xi_{\text{завд}} + 3 \cdot \xi_{\text{кол}} + \xi_{\text{фт}} + \xi_{\text{комп}} + \xi_{\text{диф}} + 2 \cdot \xi_{\text{тр}} + \xi_{\text{ок}} + \xi_{\text{нас}} + \xi_{\text{вых}} + 10 \cdot \xi_{90} \quad (81)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Гидравлические расчеты | Лист |
| | | | | | | 43 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$= 3 \cdot 0,5 + 0,92 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,000356 + 2,2 + 0,86 + 0,33 + 2 \cdot 3 + 1,5 + 1 + 1 + 10 \cdot 0,5 = 20,911.$$

По (70) находим

$$h_{\text{вс}} = (20,91 + 0,033 \cdot 220/0,15) \cdot \frac{0,5^2}{2 \cdot 9,8} = 0,827 \text{ м.}$$

Найденные потери на всасывающей линии трубопровода в дальнейшем мы используем для проверки безкавитационной работы насоса.

3.2 Проверка всасывающей способности насоса

Высота всасывания насосов ограничивается возможностью возникновения кавитации. Кавитация начинается, когда давление на входе в рабочее колесо насоса становится меньше давления насыщенных паров жидкости при данной температуре.

Условием нормальной работы насосов является соблюдение условий:

$$\frac{P_{\text{min}}}{\rho g} \geq \frac{P_t}{\rho g}. \quad (82)$$

Для устойчивой работы насоса требуется иметь так называемый кавитационный запас $\Delta h_{\text{доп}}$, который представляет собой превышение полного напора жидкости во входном патрубке над удельной энергией насыщенных паров при температуре перекачки. Из паспорта насоса принимаем $\Delta h_{\text{доп}} = 5 \text{ м.}$

$$\Delta h = \frac{P_a - P_t}{\rho g} - h_{\text{вс}} - (\pm \Delta Z), \quad (83)$$

где P_a – абсолютное давление над свободной поверхностью жидкости в резервуаре, Па;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Гидравлические расчеты | Лист |
| | | | | | | 44 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

P_t – давление насыщенных паров жидкости, Па;

$h_{\text{вс}}$ – потери напора во всасывающей линии, м;

$\pm \Delta Z$ – разность геометрических высот насоса и уровня жидкости в приемном резервуаре, м.

$$\Delta h = \frac{0,1 \cdot 10^6 - 20 \cdot 10^3}{801 \cdot 9,8} - 0,827 + 2 = 11,36 \text{ м},$$

$$\Delta h_{\text{доп}} = 5 \text{ м}.$$

Так как $\Delta h > \Delta h_{\text{доп}}$ значит всасывание насосом и безкавитационная работа обеспечены.

Условия нормальной работы технологического трубопровода и насоса для перекачки дизельного топлива ДТ-З-К5 выполняются.

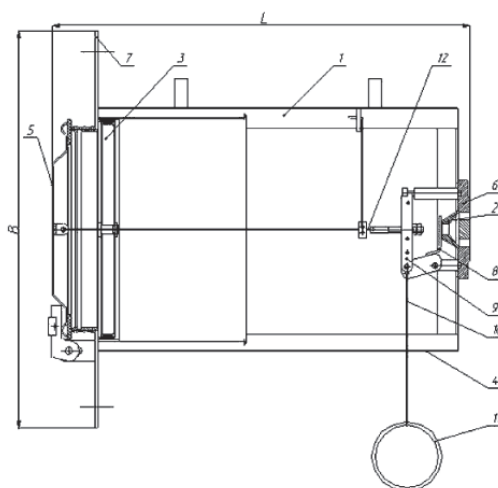
| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------------------------|------|
| | | | | | Гидравлические расчеты | Лист |
| | | | | | | 45 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

4 ОБОРУДОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРА

4.1 Генератор пены

Генератор пены средней кратности стационарный (рисунок 3), предназначен к применению в стационарных установках пенного пожаротушения резервуаров с нефтью и нефтепродуктами.

Генератор может применяться с указанной целью в других отраслях промышленности в пределах его технической возможности. Генератор соответствует климатическому исполнению. У категории размещения 1, условиям работы в атмосфере типа II ГОСТ 15150-69.



1 – корпус; 2 – распылитель; 3 – кассета; 4 – сетка; 5 – крышки; 6,7 – фланцы; 8 – заслонка; 9 – вилка; 10 – канат; 11 – ручка; 12 – тяга

Рисунок 3 – Генератор пены ГПСС-2000

Технические характеристики клапана дыхательного ГПСС-1500 приведены в таблице 14.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Оборудование резервуара | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 46 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Таблица 14 – Технические характеристики ГПСС-2000

| Наименование параметра | ГПСС-2000 |
|---|--------------------------|
| Давление перед распылением, МПа | 0,8 |
| Расход раствора пенообразователя, л/с | 21 |
| Кратность пены, не менее | 70 |
| Давление перед распылением при автоматическом срабатывании затвора, МПа, не более | 0,32 |
| Усилие срабатывания ручного привода, Н | не менее 80, но более 90 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| Длина | 620 |
| Ширина | 620 |
| Высота | 881 |
| Масса, кг, не более | 53 |

4.2 Клапан дыхательный

Клапаны дыхательные совмещенные КДС 1500 (рисунок 4) предназначены для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью нефтепродуктами, и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах. Клапаны работают как в режиме дыхательных, так и предохранительных.

При установке на резервуары дыхательных клапанов КДС в качестве предохранительных последние должны быть того же типоразмера, что дыхательные и настроены на те же рабочие параметры или от 5 до 10 процентов выше номинала.

Клапан КДС имеет такие преимущества перед аналогами, как простота обслуживания при осмотрах без применения специального инструмента, возможность изменения давления срабатывания, возможность замены огнепреградителей без демонтажа самого клапана. Конструкция клапана обеспечивает технологические процессы хранения, транзита и слива/налива нефти и нефтепродуктов, в том числе в условиях газоуравнительной системы. Средняя наработка на отказ 36000 циклов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Оборудование резервуара | Лист |
| | | | | | | 47 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

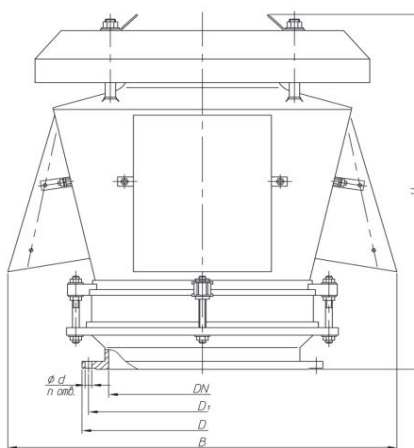


Рисунок 4 – Клапан дыхательный совмещенный

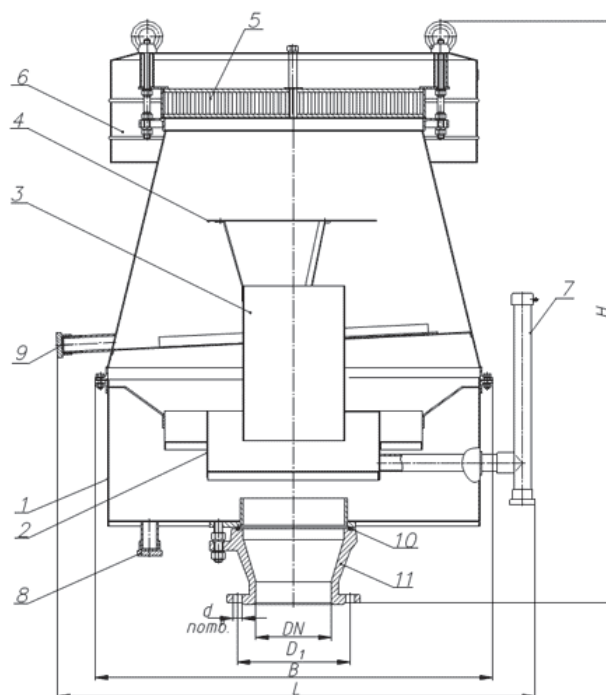
Технические характеристики клапана дыхательного КДС-1500 приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Технические характеристики КДС-1500

| Наименование параметра | КДС-1500 | |
|--|-------------|------|
| Условный проход, мм | 250 | 350 |
| Рабочее давление Па, не более | 2000 | |
| Рабочий вакуум, Па, не более | 250 | |
| Давление срабатывания, Па, не более | 1500 - 1600 | |
| Вакуум срабатывания, Па, не более | 100 - 150 | |
| Максимальная пропускная способность, м ³ /ч | 1000 | 1300 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | | |
| высота H | 900 | 900 |
| ширина B | 930 | 930 |
| Присоединительные размеры: | | |
| диаметр присоединительного фланца D , мм | 370 | 485 |
| диаметр окружности D_1 , мм | 335 | 445 |
| диаметр крепежных отверстий d , мм | 18 | 22 |
| Количество крепежных отверстий n , шт | 12 | 12 |
| Масса клапана, кг, не более | 85 | 85 |

4.3 Клапан предохранительный

Клапаны предохранительные гидравлические КПП (рисунок 5) предназначены для установки на резервуарах с нефтью и нефтепродуктами для защиты резервуара от разрушения в случае сверхдопустимого давления или вакуума при отказе рабочего клапана. Конструкция клапана, материалы, из которых он изготовлен, обеспечивают высокую надёжность, долговечность и безопасность в эксплуатации. Возможна комплектация ответными фланцами. По устойчивости к воздействию климатических факторов клапаны соответствуют исполнению. У категории размещения 1 по ГОСТ Р 15150-69. Средняя наработка на отказ 36000 циклов. Под циклом понимается одно открытие и закрытие клапана. Срок службы 10 лет.



1 – корпус с присоединительным фланцем; 2 – чашка; 3 – обойма с патрубком;
4 – экран; 5 – огневой предохранитель; 6 – крышка; 7 – трубка слива (налива);
8,9 – сливные отверстия; 10 – прокладка; 11 – переходной фланец на
необходимый условный проход

Рисунок 5 – Клапан предохранительный гидравлический

Выбираем клапан предохранительный гидравлический КПП-250. Его технические характеристики приведены в таблице 16.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Оборудование резервуара | Лист |
| | | | | | | 49 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Таблица 16 – Технические характеристики КПП-250

| Наименование параметра | КПП-250 |
|--|---------|
| Условный проход, мм | 250 |
| Давление срабатывания, Па, не более | 1961 |
| Вакуум срабатывания, Па, не более | 392 |
| Пропускная способность (по воздуху), м ³ /ч, не менее | 1500 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| высота H | 1278 |
| диаметр B | 905 |
| длина L | 1045 |
| Присоединительные размеры: | |
| диаметр присоединительного фланца D , мм | 370 |
| Наименование параметра | КПП-250 |
| диаметр окружности D_I , мм | 335 |
| диаметр крепежных отверстий d , мм | 18 |
| Количество крепежных отверстий n , шт | 12 |
| Масса клапана, кг, не более | 93 |

4.4 Кран сифонный

Кран сифонный КС (рисунок 6) входит в состав оборудования вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефтепродуктов и предназначается для забора и спуска отстоявшейся воды. Кран выпускается двух типоразмеров: с условным проходом 50 мм и с условным проходом 80 мм. Климатическое исполнение крана У, категория размещения 1 по ГОСТу 15150-69.

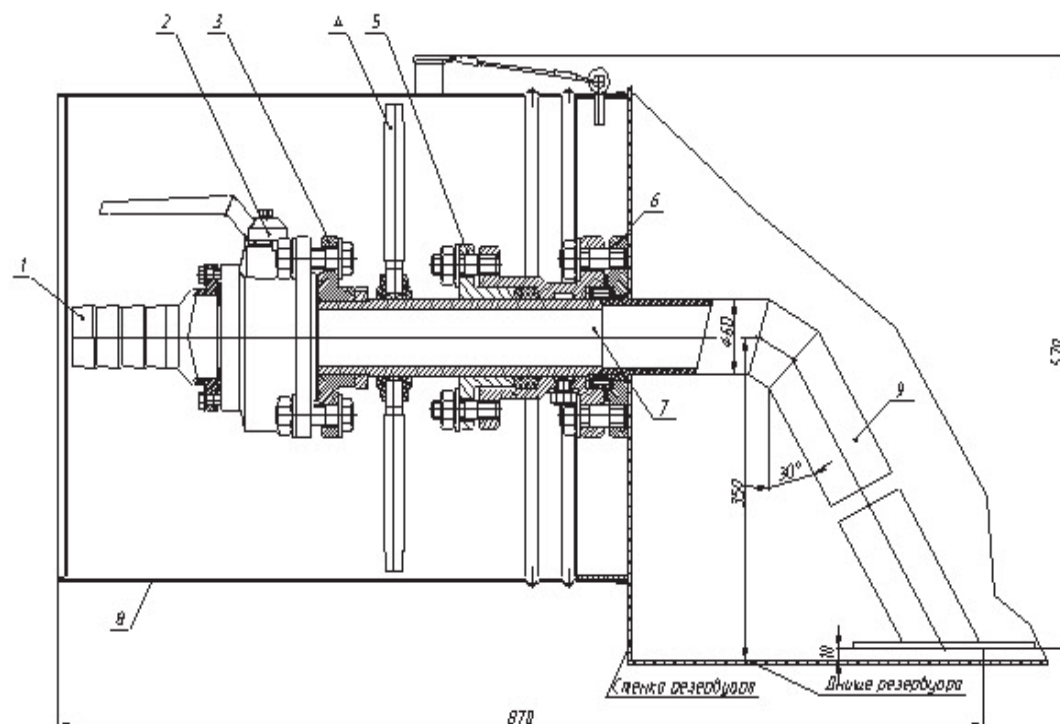
Горизонтальная труба в сборе с втулкой сальника, корпусом сальника, фланцем и ручкой является затвором, который укрепляется на стенке резервуара через приваренный к ней фланец. С наружной стороны затвора крепится кран шаровый проходной, а с внутренней стороны - отвод. С помощью ручки горизонтальная труба вращается вместе с отводом и в соответствии с метками на втулке сальника занимает три положения:

- рабочее – отвод обращен вниз: происходит сброс отстоявшейся под нефтепродуктами воды;
- промывки – отвод обращен вверх: осуществляется сброс воды, находящейся в отводе;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Оборудование резервуара | Лист |
| | | | | | | 50 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

– нерабочее – отвод расположен горизонтально. В нерабочем состоянии затвор вместе с проходным краном закрывается кожухом и фиксируется защелкой.

При отрицательных температурах следует по мере необходимости сливать подтоварную воду из резервуара, а сифонный кран промывать хранящимся нефтепродуктом и поворачивать в боковое положение.



1 – переходник; 2 – кран шаровый; 3,6 – фланец; 4 – ручка; 5 – гранд-букса; 7 – труба горизонтальная; 8 – кожух; 9 – отвод

Рисунок 6 – Кран сифонный КС

Выбираем сифонный кран КС-50. Его технические характеристики указаны в таблице 17.

| | | | | | |
|-------------------------|------|----------|---------|------|------|
| Оборудование резервуара | | | | | Лист |
| | | | | | 51 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | |

Таблица 17– Технические характеристики КС-50

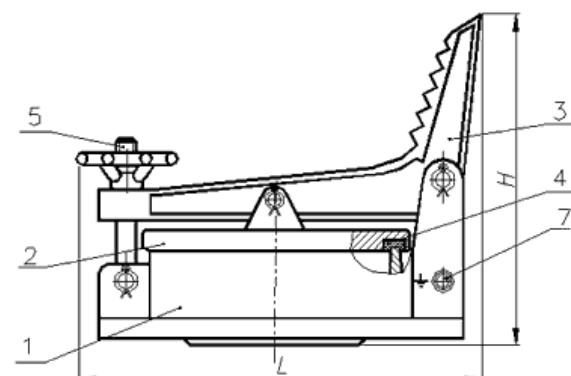
| Наименование параметра | КС-50 |
|--|-------|
| Условный проход | 50 |
| Рабочее давление проходного крана, МПа, не более | 0,15 |
| Рабочее давление сифонного крана, МПа, не более | 0,15 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| высота H | 870 |
| длина L | 390 |
| ширина | 585 |
| Масса, кг, не более | 21 |

4.5 Люк замерный

Люки замерные ЛЗ (рисунок 7) предназначены для отбора проб и замера уровня нефтепродуктов в резервуарах нефтебаз и АЗС.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люки изготавливаются в исполнении У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Люк замерный ЛЗ имеет всю необходимую документацию и соответствующую сертификацию.



1 – корпус; 2 – крышка; 3 – педаль; 4 – резиновая прокладка; 5 – откидной болт с гайкой; 6 – латунная вставка; 7 – винт заземления

Рисунок 7 – Люк замерный

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Оборудование резервуара | Лист |
| | | | | | | 52 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Технические характеристики замерного люка ЛЗ-150 приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Технические характеристики ЛЗ-150

| Наименование параметра | ЛЗ -150 |
|---|---------|
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| высота H | 240 |
| ширина L | 285 |
| диаметр D | 260 |
| Присоединительные размеры: | |
| диаметр окружности D_1 , мм | 225 |
| диаметр крепежных отверстий d , мм | 18 |
| Количество крепежных отверстий n , шт | 8 |
| Масса, кг, не более | 3,3 |

4.6 Люк-лаз

Люки-лазы ЛЛ-600 (рисунок 8) предназначен для внутреннего осмотра, ремонта и очистки резервуаров для хранения и раздачи нефти и нефтепродуктов.

Корпус люка состоит из обечайки с приваренным к ней фланцем. К фланцу корпуса болтами и гайками через прокладку, обеспечивающую герметичность соединения, крепится крышка. На крышке имеются ручки для транспортировки люка в собранном состоянии или для её открывания.

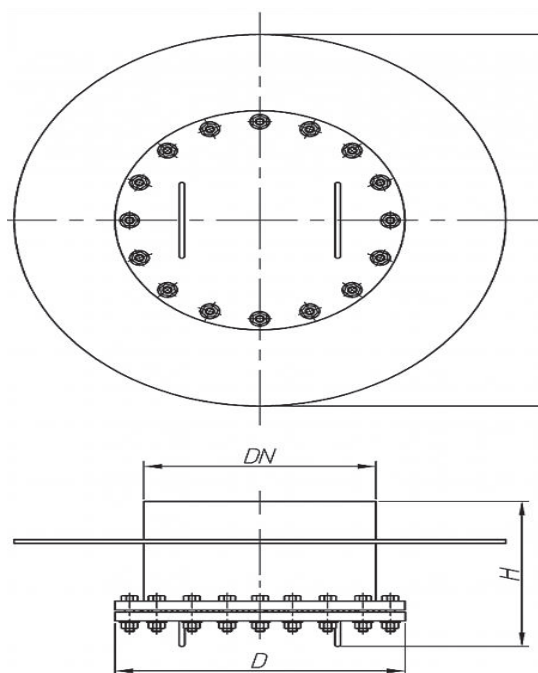


Рисунок 8 – Люк-лаз круглый без поворотного устройства

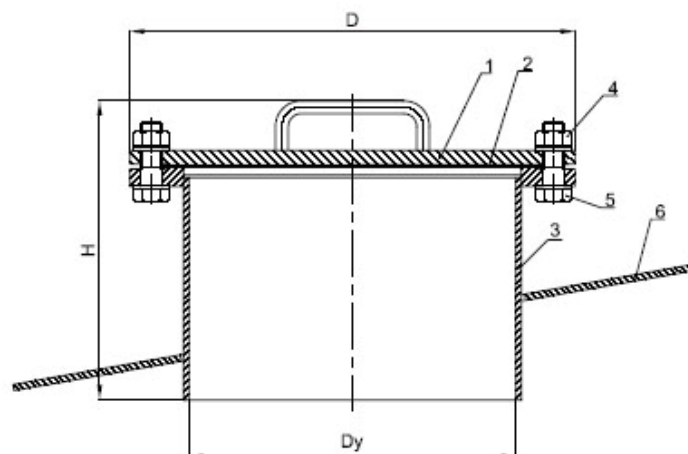
Технические характеристики люка-лаза ЛЛ-600 приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические характеристики ЛЛ-600

| Наименование параметра | ЛЛ - 600 |
|-----------------------------------|----------|
| Диаметр условного прохода, мм | 600 |
| Условное давление, МПа | 0,1 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| высота | 335 |
| длина | 765 |
| ширина | 765 |
| Масса, кг, не более | 189 |

4.7 Люк световой

Люк световой (рисунок 9) предназначен для внутреннего осмотра, проветривания резервуара во время ремонта и зачистки, а также для подъема крышки хлопушки при обрыве рабочего троса. Люк световой устанавливается на крыше резервуара над хлопушкой, монтируемой на приемораздаточном патрубке. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люки световые изготавливаются в исполнении У и УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТу 15150-69.



- 1 – крышка; 2 – прокладка; 3 – корпус; 4 – гайка; 5 – болт;
6 – усиливающая накладка

Рисунок 9 – Световой люк

Технические характеристики светового люка ЛС-400 представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики ЛС-400

| Наименование параметра | ЛС – 400 |
|-----------------------------------|----------|
| Условный проход, мм | 400 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| высота H | 462 |
| диаметр D | 535 |
| Масса, кг, не более | 69 |

4.8 Магнито - поплавковый указатель уровня

Преимущества:

- высокая точность измерений;
- легкость в эксплуатации;
- область применения поплавкового метода измерения уровня очень широка;
- низкая цена сервисного обслуживания;
- возможность присоединения различных дополнительных функций по требованию.

Магнитный поплавковый индикатор состоит из поплавковой камеры, изготовленной из немагнитного материала и индикатора. Индикатор является совокупностью роторов, притягивающихся друг к другу за счет встроенного перманентного магнита.

В поплавки также встроены магниты, и когда через нижние клапаны поступает жидкость, то поплавки поднимаются вверх вдоль по камере. Вслед за этим, магнитная сила в поплавке, преодолевая притяжение между роторами, их преобразует. В это время первый ротор и следующий ротор отталкивают друг друга. Поскольку ротор притягивается к поплавку, следующий ротор начинает крутиться.

Таким образом, обеспечивается непрерывная работа установки. При падении жидкости работает тот же принцип. Поскольку ротор окрашен в соответствии с направлением намагниченности, уровень жидкости/газа (в случае измерения общей площади – лёгкая жидкость/тяжёлая жидкость) будет отражаться индикатором. Шаг ротора-индикатора равен 10 мм, и цвет индикации при слое жидкости (либо тяжёлой жидкости) будет красным при достижении 10 мм, при достижении 100 мм – зелёным, воздушный слой (либо лёгкая жидкость) будет отмечена индикацией белого цвета, а положение поверхности жидкости будет отражаться чётко.

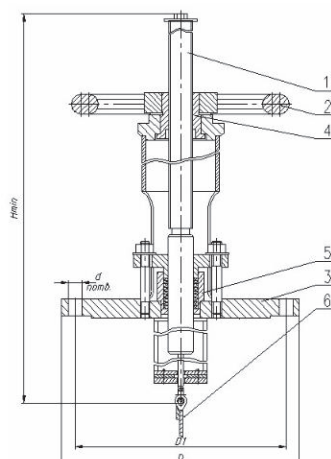
Типичным применением поплавковых уровнемеров является измерение уровня топлива, масел, легких нефтепродуктов в относительно небольших емкостях и цистернах в процессе коммерческого учета.

4.9 Механизм управления хлопушкой

Механизмы управления хлопушкой верхние МУВ-250 (рисунок 10) предназначен для открывания крышек хлопушек резервуаров и фиксации их в открытом положении. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды механизм управления верхний изготавливается в исполнениях У (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Оборудование резервуара | Лист |
| | | | | | | 56 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

пределом температуры эксплуатации до минус 60 °С), категория размещения 1 по ГОСТу 15150-69.



1 – шток; 2 – маховик; 3 – корпус; 4 – гайка; 5 – направляющая; 6 – трос

Рисунок 10 – Механизм управления хлопушкой

Технические характеристики МУВ-250 приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Технические характеристики МУВ-250

| Наименование параметра | МУВ-250 |
|--|---------|
| Условный проход хлопушек | 250 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| высота H | 1217 |
| диаметр D | 260 |
| Количество отверстий в присоединительном фланце, n | 8 |
| Диаметр отверстий во фланце, d , мм | 18 |
| Усилие на маховик, кгс, не более | 15 |
| Ход винта, мм | 548 |
| Масса, кг, не более | 25 |

4.10 Патрубки и вспомогательное оборудование

Патрубок зачистной. Патрубки зачистные ПЗ (рисунок 11) являются составной частью резервуара и предназначены для зачистки днищ резервуаров для хранения обводнённой нефти. Изготавливается два варианта соединения патрубка с отводом: сварное (ПЗ) и фланцевое (ПЗ1). По устойчивости к

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Оборудование резервуара | Лист |
| | | | | | | 57 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

воздействию климатических факторов внешней среды патрубки зачистные ПЗ и ПЗ1 изготавливаются в исполнении У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

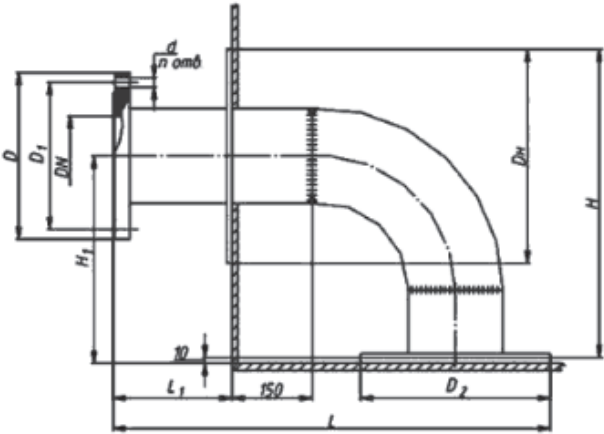


Рисунок 11 – Общий вид патрубка зачистного ПЗ

Технические характеристики светового люка ПЗ-250 приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Технические характеристики ПЗ-250

| | |
|---|--------|
| Наименование параметра | ПЗ-250 |
| Условный проход | 250 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| высота H | 815 |
| длина L | 1050 |
| Присоединительные размеры: | |
| диаметр окружности D_1 , мм | 335 |
| диаметр крепежных отверстий d , мм | 18 |
| Количество крепежных отверстий n , шт | 12 |
| Масса, кг, не более | 91 |

Патрубок монтажный. Патрубок монтажный ПМ (рисунок 12) является составной частью резервуара и предназначен для установки технологического оборудования, необходимого для эксплуатации резервуаров.

Устанавливаются на вертикальных или горизонтальных резервуарах для хранения нефти, нефтепродуктов и химических жидкостей.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды патрубок монтажный ПМ изготавливается в исполнении У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

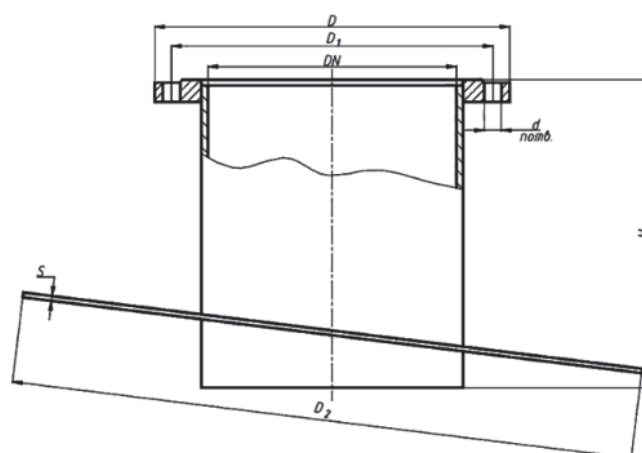


Рисунок 12 –Патрубок монтажный ПМ

Технические характеристики светового люка ПМ-250 представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Технические характеристики ПМ-250

| Наименование параметра | ПМ-250 |
|---|--------|
| Условный проход | 250 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| высота H | 320 |
| длина L | 550 |
| Присоединительные размеры: | |
| диаметр окружности D_1 , мм | 335 |
| диаметр крепежных отверстий d , мм | 8 |
| Количество крепежных отверстий n , шт | 12 |
| Масса, кг, не более | 32,77 |

Патрубок приемо-раздаточный. Патрубки приёмо-раздаточные ППР (рисунок 13) являются составной частью резервуара и предназначены для подсоединения запорной арматуры, хлопушек и другого оборудования.

Через патрубок осуществляется прием в вертикальный резервуар или выдача из него нефтепродуктов.

Патрубок приёмо-раздаточный ППР монтируется в нижнем поясе боковой стенки резервуара. С внешней стороны к нему присоединяется задвижка, а на внутреннем конце патрубка, внутри вертикального резервуара, устанавливается хлопушка.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды патрубки ППР изготавливаются в исполнении У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

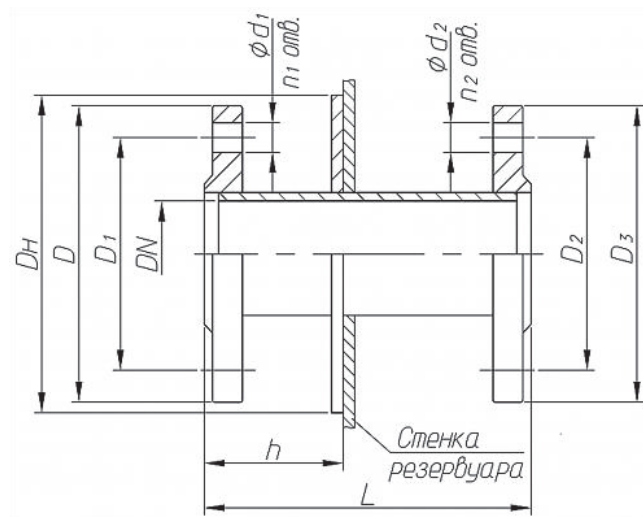


Рисунок 13 – Патрубок приёмо-раздаточный ППР

Пробоотборник секционный ПСР (рисунок 14) предназначен для отбора проб по всей высоте наземных резервуаров с нефтепродуктами с нормальным и повышенным давлением. Проба, отобранная пробоотборником путем выделения в резервуаре столбика продукта по всей высоте резервуара и слива его через систему труб верхней, средних и нижней секций в пробоотборную посуду, по своему составу соответствует продукту в резервуаре.

Монтаж пробоотборника производится на новом резервуаре и на резервуарах после реконструкции или ремонта. Пробоотборник является комплектующим изделием вертикальных цилиндрических резервуаров и устанавливается внутри них. По устойчивости к воздействию климатических

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Оборудование резервуара | Лист |
| | | | | | | 60 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

факторов внешней среды пробоотборник изготавливается в исполнении УХЛ, У и Т, категория размещения 1 по ГОСТу 15150-69.

Технические характеристики пробоотборника ПСР-11 приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Технические характеристики ПСР-11

| Обозначение пробоотборника | ПСР-11 |
|-------------------------------------|---------|
| Высота резервуара, м | 11 - 12 |
| Высота пробоотборника, мм, не более | 12100 |
| Масса, кг, не более | 180 |
| Длина, мм, не более | 700 |
| Ширина, мм, не более | 450 |

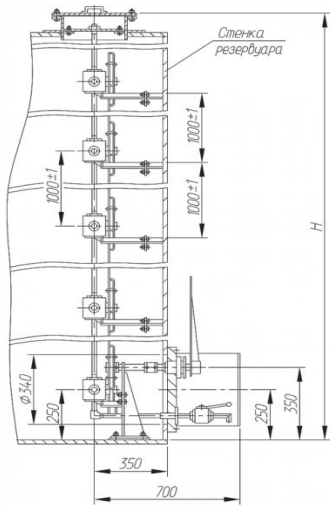


Рисунок 14 – Пробоотборник ПСР

Хлопушка (рисунок 15) предназначена для предотвращения потерь нефти и нефтепродуктов из резервуара в случае разрыва технологических трубопроводов или отказа размещенных на нем запорных устройств. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды хлопушки изготавливаются в исполнениях У (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до минус 60 °С), категория размещения 3 по ГОСТу 15150-69. Крышки хлопушек изготавливаются из искробезопасных материалов (алюминиевых сплавов), корпуса хлопушек ХП-80, ХП-150 также изготавливаются из алюминиевых сплавов, а корпуса хлопушек с условным проходом 200 мм и более - из стали.

Хлопушка с условным проходом 80 мм изготавливается без перепуска, а с

условным проходом более 80 мм - с перепуском, что позволяет снижать усилия открытия-закрытия хлопушки.

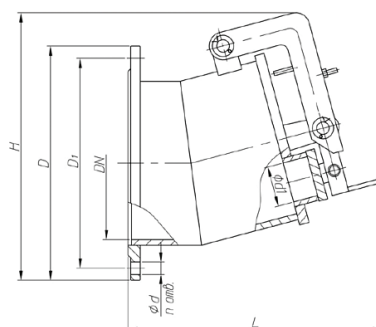


Рисунок 15 – Хлопушка ХП с перепуском

Технические характеристики хлопушки ХП-250 приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Технические характеристики ХП-250

| Наименование параметра | ХП-250 |
|--|--------|
| Диаметр условного прохода | 250 |
| Условный проход перепускного отверстия d_y | 25 |
| Условное давление, МПа, не более | 0,17 |
| Габаритные размеры, мм, не более: | |
| высота H | 470 |
| ширина L | 405 |
| диаметр D | 370 |
| Присоединительные размеры: | |
| диаметр окружности D_1 , мм | 335 |
| диаметр крепежных отверстий d , мм | 18 |
| Количество крепежных отверстий n , шт | 12 |
| Масса, кг, не более | 47 |

Отдушина — это колпак из алюминиевого сплава. Устанавливают его на резервуарах без дыхательных клапанов. На приподнятой его стороне крепят решетку с мелкими ячейками из нержавеющей стали, которая препятствует попаданию посторонних предметов внутрь резервуара. Решетку осматривают

при техническом обслуживании. В случае необходимости снимают ее с фланцев огневого предохранителя и продувают сжатым воздухом для очистки от пыли.

Лестницы используют для осмотра оборудования, приборов, их ремонта, отбора проб, замера уровня. Лестницы могут быть вертикальные, наклонные, спиральные (по стенке резервуара) и шахтные. Они должны иметь наклон марша к горизонту $<60^\circ$, ширину 0,7 м, шаг ступеней $<0,25$ м, высоту перил >1 м. Лестницу устанавливают на земле на специальную бетонированную площадку, а сверху крепят к площадке, расположенной на крыше резервуара. Площадку по обеим сторонам лестницы обносят перилами высотой 1 м и длиной не менее 1,5 м.

В процессе эксплуатации осматривают места сопряжения лестниц с резервуаром, проверяют состояние ступеней и перил. При появлении обледенения его удаляют металлическими щетками, не дающими искры.

Диск-отражатель служит для сокращения потерь нефтепродуктов от «больших» и «малых дыханий». Место его установления – под дыхательным клапаном. Диаметр диска-отражателя в три раза больше диаметра дыхательного клапана. При поступлении воздуха в резервуар обеспечивается отражение его вверх, а не в глубь газовоздушного пространства резервуара. Этот воздух не перемешивается так интенсивно с газовоздушной смесью, которая находится над верхними слоями нефтепродукта. Диск складной конструкции, что позволяет вводить его через монтажный патрубок внутрь резервуара. При встряхивании (после ввода) петлевые соединения раскладываются и диск занимает горизонтальное положение. Эффективность работы диска зависит от его расстояния до нижней кромки монтажного патрубка.

Для повышения эффективности работы дисков-отражателей необходимо, чтобы резервуар как можно меньше времени был незаполненным.

Устройство молниезащиты резервуаров проектируются в соответствии с нормативно – технической документацией.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Оборудование резервуара | Лист |
| | | | | | | 63 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

По устройству молниезащиты резервуары относятся ко 2 категории и должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов по трубопроводам.

Нижний пояс стенки резервуаров должен быть присоединен через токоотводы к заземлителям, установленным на расстоянии не более чем 50м по периметру стенки, но не менее двух в диаметрально противоположных точках. Соединение токоотводов и заземлителей должны выполняться на сварке. Допускается присоединение резервуара к заземлителям производить на латунных болтах и шайбах через медные или оцинкованные токоотводы и приваренные к стенке резервуара бобышки заземления диаметром 45мм с резьбовым отверстием М 16. Каждое соединение (стенка – токоотвод – заземлитель) должно иметь импульсное сопротивление не более 50 Ом.

Защита от прямых ударов молнии должна производиться отдельно стоящими или установленными на самом резервуаре молниеприемниками (молниеотводами). В зону защиты молниеприемников должно входить пространство над каждой единицей дыхательной аппаратуры, ограниченное полушарием радиусом 5м.

Молниеприемники, устанавливаемые на резервуаре, изготавливают из круглых стержней или труб с площадью поперечного сечения не менее 100 мм. Для защиты от коррозии молниеприемники оцинковывают или красят.

Для обеспечения электростатической безопасности нефтепродукты должны заливаться в резервуар без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания (за исключением случаев, когда технологией предусмотрено перемешивание и обеспечены специальные меры электростатической безопасности).

Нефтепродукты должны поступать в резервуар ниже находящегося в нём остатка. При заполнении порожнего резервуара нефть (нефтепродукты) должна подаваться со скоростью не более 1 м/с до момента заполнения приёмного патрубка или до всплытия понтона (плавающей крыши).

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|-------------------------|------|
| | | | | | Оборудование резервуара | Лист |
| | | | | | | 64 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящее время, более 70% эксплуатирующего оборудования в России выработало свой ресурс (срок эксплуатации 30-35 лет). Известно, что аварии и отказы происходят в начальный период эксплуатации из-за дефектов монтажа, затем следует период безаварийной работы, а после 15-20 лет эксплуатации количество отказов, аварийных ситуаций резко возрастает, вследствие накопления повреждений, возникших при эксплуатации одним из наиболее опасных объектов были и остаются различные виды резервуаров.

В системе трубопроводного транспорта, например, более 3000 РВС находятся в эксплуатации более 50 лет, свыше 1000 РВС - от 40 до 50 лет. Экономически выгодная эксплуатация резервуара не может быть обеспечена без должного наблюдения за техническим состоянием и своевременным устранением неполадок. Нарушение прочности и герметичности в резервуарах в большинстве случаев вызывается совокупностью различных неблагоприятных воздействий на конструкции.

Элементы резервуара в эксплуатационных условиях испытывают значительные быстроменяющиеся температурные режимы, повышение давления, вакуум, вибрацию, неравномерные осадки и коррозию.

Практически каждый из резервуаров представляет собой объект повышенной опасности для персонала предприятия, населения, соседних сооружений и окружающей среды. Также можно отметить, что резервуары, как и любой технический объект, имеют свой ресурс и каждое предприятие стремится повысить экономическую эффективность производства товаров или услуги с наименьшими издержками, что означает отсутствие потерь в использовании ресурсов.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 65 | 105 |
| Консульт. | | Рыжакина Т.Г. | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: Резервуар вертикальный стальной 2000 м³.

Целевой рынок: авиакомпании, производители энергии, население.

| | | Вид исследования пускового устройства | | |
|-----------------|---------|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------|
| | | Расчет РВС | 3D модель и анализ работы РВС | Конструирование РВС |
| Размер компании | Крупные | | | |
| | Средние | | | |
| | Мелкие | | | |

 - ПАО «»

 - Авиакомпании

 - Население

В различных исследованиях резервуар вертикальный стальной необходим в основном крупным компаниям, так как данный резервуар прост в сборке и обслуживании. Крупным компаниям важна простота и долговечность. Для каждого резервуарного парка используют оборудование с разными техническими характеристиками. 3D модель имеет не мало важную роль для конструирования РВС, так как при создании трехмерной модели, в специальных программах, типа Ansys, можно смоделировать отклонение от вертикали и посмотреть, как он будет вести себя в рабочем режиме, где будут максимальные нагрузки. На основе расчетов и трехмерной модели ведется конструирование, учитываются все просчеты.

5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное

исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 26 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
|---|--------------|-------|-----|----|-----------------------|------|------|
| | | Бф | Бк1 | Бб | Кф | Кк1 | Кб |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| 1. Срок службы | 0,13 | 3 | 2 | 2 | 0,39 | 0,26 | 0,26 |
| 2. Ремонтопригодность | 0,1 | 4 | 2 | 3 | 0,4 | 0,2 | 0,3 |
| 3. Надежность | 0,12 | 3 | 3 | 3 | 0,36 | 0,36 | 0,36 |
| 4. Простота ремонта | 0,1 | 3 | 2 | 1 | 0,3 | 0,2 | 0,1 |
| 5. Удобство в эксплуатации | 0,08 | 4 | 3 | 3 | 0,32 | 0,24 | 0,24 |
| 6. Уровень шума | 0,11 | 4 | 3 | 3 | 0,44 | 0,33 | 0,33 |
| Экономические критерии оценки эффективности | | | | | | | |
| 1. Конкурентоспособность продукта | 0,03 | 4 | 3 | 2 | 0,12 | 0,09 | 0,06 |
| 2. Уровень проникновения на рынок | 0,08 | 4 | 2 | 3 | 0,32 | 0,16 | 0,24 |
| 3. Цена | 0,1 | 3 | 3 | 3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| 4. Предполагаемый срок эксплуатации | 0,07 | 4 | 4 | 4 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| 5. Послепродажное обслуживание | 0,06 | 4 | 3 | 3 | 0,24 | 0,18 | 0,18 |
| 6. Наличие финансирования поставщиками оборудования | 0,02 | 2 | 3 | 2 | 0,04 | 0,06 | 0,04 |
| Итого | 1 | 43 | 33 | 32 | 3,51 | 2,66 | 2,69 |

Бф – Резервуар вертикальный стальной;

Бк1 – Резервуар вертикальный стальной с понтоном;

Бб – Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей.

По таблице 26 видно, что наиболее эффективно использовать резервуар вертикальный стальной, так же он является наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, удобство в эксплуатации, а также минимальное количество подвижных частей, что обеспечивает долговечность работы резервуара.

5.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа:

1. Сильные стороны проекта:

- Высокая экономичность технологии;
- Экономичность технологии;
- Повышение безопасности производства;
- Уменьшение затрат на ремонт оборудования.

2. Слабые стороны проекта:

- Трудность внедрения функции;
- Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.

3. Возможности:

- Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации;
- Сокращение расходов;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| | | | | | | 68 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- Качественное обслуживание потребителей;
- Сокращение времени простоев.

4. Угрозы проекта:

- Отсутствие спроса на новые производства;
- Снижение бюджета на разработку;
- Высокая конкуренция в данной отрасли.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 27, таблице 28, таблице 29, таблице 30.

Таблица 27 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта.

| Сильные стороны проекта | | | | | |
|-------------------------|----|----|----|----|----|
| Возможности проекта | | C1 | C2 | C3 | C4 |
| | B1 | + | + | - | 0 |
| | B2 | - | - | + | - |
| | B3 | - | 0 | - | 0 |

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2, B2C3.

Таблица 28 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта.

| Слабые стороны проекта | | | | |
|------------------------|----|----|----|----|
| Возможности проекта | | C1 | C2 | C3 |
| | B1 | + | - | 0 |
| | B2 | - | 0 | - |
| | B3 | - | - | 0 |

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: В1Сл1.

Таблица 29 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта.

| Сильные стороны проекта | | | | | |
|-------------------------|----|----|----|----|----|
| Угрозы проекта | | С1 | С2 | С3 | С4 |
| | У1 | + | + | - | 0 |
| | У2 | - | - | - | - |
| | У3 | + | + | 0 | 0 |

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1У3С1С2.

Таблица 30 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

| Слабые стороны проекта | | | | |
|------------------------|----|----|----|----|
| Угрозы проекта | | С1 | С2 | С3 |
| | У1 | + | - | 0 |
| | У2 | - | 0 | - |
| | У3 | - | - | 0 |

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 31).

Таблица 31 – Матрица SWOT

| | | |
|--|---|--|
| | Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Высокая экономичность технологии; С2. Экономичность технологии; С3. Повышение безопасности производства; С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования. | Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Трудность внедрения функции; Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции. |
| Возможности: В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации; В2. Сокращение расходов; В3. Качественное обслуживание потребителей; В4. Сокращение времени простоев. | - Достижение повышения производительности агрегатов; - Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении; - Своевременная поставка нефти и природного газа потребителям. | 1. Поиск заинтересованных лиц; 2. Разработка научного исследования; 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста; 4. Переподготовка имеющихся специалистов. |
| Угрозы: У1: Отсутствие спроса на новые производства; У2: Снижение бюджета на разработку; У3: Высокая конкуренция в данной отрасли. | 1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; 2. Доработка проекта; 3. Сложность реализации проекта. | 1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания; 2. Остановка проекта; 3. Проведения других проектов. |

5.4 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

– определение структуры работ в рамках научного исследования;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| | | | | | | 71 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

| Основные этапы | № раб. | Содержание работ | Должность исполнителя |
|--|--------|--|---------------------------|
| Выбор темы исследований | 1 | Календарное планирование работ по теме | Руководитель, Исполнитель |
| | 2 | Выбор алгоритма исследований | Руководитель |
| | 3 | Подбор и изучение литературы по теме | Исполнитель |
| Разработка тех. задания | 4 | Составление и утверждение тех. задания | Руководитель |
| Теоретические и экспериментальные исследования | 5 | Проведение теоретических расчетов и обоснование | Исполнитель |
| | 6 | Проектирование модели и проведение экспериментов | Исполнитель |
| Обобщение и оценка результатов | 7 | Оценка результатов исследования | Руководитель, Исполнитель |
| Оформление отчета по исследовательской работе | 8 | Составление пояснительной записки | Руководитель, Исполнитель |

Определение трудоемкости выполнения работ Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (84)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{\psi_i}, \quad (85)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 73 |

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{\text{кал}}, \quad (86)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$K_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (87)$$

где 365 $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 66$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 15$ – количество праздничных дней в году.

$$K_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28 \quad (88)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| | | | | | | 74 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |












Все рассчитанные значения сведены в таблице 33.

Таблица 33 – Временные показатели проведения научного исследования

| Название работы | Трудоемкость работ | | | Исполнители | Длительность работ в рабочих днях, T_{pi} | Длительность работ в календарных днях, T_{ki} |
|---|---------------------|---------------------|--------------------|---------------------------|---|---|
| | t_{min} , Чел-дни | t_{max} , Чел-дни | $t_{ож}$, Чел-дни | | | |
| Календарное планирование работ по теме | 3 | 6 | 4,2 | Руководитель, Исполнитель | 2 | 3 |
| Составление и утверждение тех. задания | 1 | 3 | 1,8 | Руководитель | 2 | 3 |
| Подбор и изучение материалов по теме | 10 | 15 | 12 | Исполнитель | 12 | 16 |
| Согласование материалов по теме | 5 | 8 | 6,2 | Руководитель | 6 | 8 |
| Проведение теоретических расчетов и обоснование | 6 | 18 | 10 | Исполнитель | 10 | 13 |
| Проектирование 3D модели резервуара | 3 | 12 | 6,6 | Исполнитель | 7 | 9 |
| Оценка результатов исследования | 3 | 5 | 3,8 | Руководитель, Исполнитель | 2 | 3 |
| Составление пояснительной записки | 7 | 16 | 11,4 | Руководитель, Исполнитель | 6 | 8 |

На основе таблицы 33 строим план график, представленный в таблице 34.

Таблица 34 - Календарный план график проведения НИР по теме

| № | Вид работ | Исполнители | T _{ki} кал. дни | Продолжительность выполнения работ | | | | | | | | | | | |
|---|---|-------------|--------------------------------|--|---|--|---|---|--|---|---|-----|---|---|--|
| | | | | Фев. | | Март | | | Апрель | | | Май | | | |
| | | | | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | |
| 1 | Составление и утверждение тех. задания | Р | 3 |  | | | | | | | | | | | |
| 2 | Подбор и изучение материалов по теме | И | 18 |  | | | | | | | | | | | |
| 3 | Согласование материалов по теме | Р | 9 | | |  | | | | | | | | | |
| 4 | Календарное планирование работ по теме | Р, И | 3 | | |   | | | | | | | | | |
| 5 | Проведение теоретических расчетов и обоснование | И | 15 | | | |  | | | | | | | | |
| 6 | Проектирование 3D модели резервуара | И | 10 | | | | | |  | | | | | | |
| 7 | Оценка результатов исследования | Р, И | 3,8 | | | | | |   | | | | | | |
| 8 | Составление пояснительной записки | Р, И | 9 | | | | | |   | | | | | | |

 - Руководитель

 - Исполнитель

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Смета затрат на реализацию проекта

| Оборудование | Кол-во, шт. | Цена за шт., руб. | Стоимость комплекта, руб. |
|--|----------------|----------------------|------------------------------|
| Резервуар вертикальный стальной (при исполнении 1) | 1 | 850000,00 | 850000,00 |
| Резервуар вертикальный стальной с понтоном (при исполнении 2) | 1 | 1250000,00 | 1250000,00 |
| Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей (при исполнении 3) | 1 | 1200000,00 | 1200000,00 |
| Люк лаз ЛЛ-600 (или люк лаз овальный ЛЛ 600х900) в первом поясе стенки | 1 | 16301,30 | 16301,30 |
| Люк световой ЛС-500 | 1 | 83751,36 | 83751,36 |
| Клапан дыхательный с огнепреградителем КДС1500/250 | 2 | 15778,16 | 31556,32 |
| Огнепреградитель ОП-500 ААН | 1 | 80012,46 | 80012,46 |
| Патрубки вентиляционные ПВ-500 | 1 | 80984,57 | 80984,57 |
| Патрубок приемнораздаточный ППР-400 | 1 | 18470,17 | 18470,17 |
| Патрубок монтажный ПМ500 | 1 | 46287,58 | 46287,58 |
| Генератор пены ГПСС-2000 | 2 | 10917,59 | 21835,18 |
| Кран сифонный КС-80 | 1 | 58625,95 | 58625,95 |
| Пробоотборник секционный ПСР | 1 | 40081,01 | 40081,01 |
| Механизм управления хлопушкой МУ-2 | 1 | 160270,99 | 160270,99 |
| Патрубок монтажный ПМ150 | 3 | 882,56 | 2647,68 |
| Хлопушка ХП-400 | 1 | 81283,69 | 81283,69 |
| Итого: | | | При исполнении 1: 2872108,56 |
| | | | При исполнении 2: 3272108,56 |
| | | | При исполнении 3: 3222108,56 |

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленными на него специальными программами и с нужным нам программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$З = d_k + d_{по} = 25000,00 + 3000,00 = 28000,0 \quad (89)$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| | | | | | | 77 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

где k_d – стоимость компьютера;

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно. Основная заработная плата исполнителей темы.

Таблица 36 – Расчет основной заработной платы

| | | | | | | | | | |
|--------|---|-----------------------------|---|---|---|------|------|-------|-------|
| | по теме | | | | | | | | |
| 5 | Проведение теоретических расчетов и обоснование | Исполнитель | 8 | 9 | 9 | 0,23 | 1,84 | 2,07 | 2,07 |
| 6 | Проектирование 3D модели 4резервуара | Исполнитель | 6 | 9 | 8 | 0,23 | 1,38 | 2,07 | 1,84 |
| 7 | Оценка результатов исследования | Руководитель Исполнитель | 4 | 5 | 6 | 1,16 | 4,64 | 5,8 | 6,96 |
| 8 | Составление пояснительной записки | Руководитель Исполнитель | 5 | 5 | 5 | 1,16 | 5,8 | 5,8 | 5,8 |
| Итого: | | | | | | | 27,1 | 32,21 | 31,05 |

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{п} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (90)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = T_p + З_{дн}, \quad (91)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = Z_{\text{м}} * M / F_{\text{д}} = 51413 * 10,1 / 185 = 2661 \text{ руб.} \quad (92)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно- технического персонала, раб. дн.

Таблица 37 – Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени | Руководитель | Исполнитель |
|--|--------------|-------------|
| Календарное число дней | 365 | 365 |
| Количество нерабочих дней: | | |
| - выходные | 118 | 118 |
| - праздничные | | |
| Потери рабочего времени: | | |
| - отпуск | 62 | 72 |
| - невыходы по болезни | | |
| Действительный годовой фонд рабочего времени | 185 | 175 |

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{р}}) = 23264 * (1 + 0,3 + 0,4) * 1,3 = 51413 \quad (93)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3.

Тарифная заработная плата $Z_{\text{тс}}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{\text{с1}} = 600$ руб. на тарифный коэффициент $k_{\text{т}}$ и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| | | | | | | 80 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 38 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

| Исполнители | З _{тс} , тыс. руб. | к _{пр} | к _д | к _р | З _м , тыс. руб. | З _{дн} , тыс. руб. | Т _р , тыс. руб. | З _{осн} , тыс. руб. |
|--------------|-----------------------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| Руководитель | 23264 | 0,3 | 0,4 | 1,3 | 51413 | 2,674 | 20 | 53,48 |
| Исполнитель | 14584 | 0 | 0 | 1,3 | 18959 | 1,126 | 37 | 41,66 |
| Итого: | | | | | | | | 95,14 |

Таблица 39 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

| Исполнители | З _{тс} , тыс. руб. | к _{пр} | к _д | к _р | З _м , тыс. руб. | З _{дн} , тыс. руб. | Т _р , тыс. руб. | З _{осн} , тыс. руб. |
|--------------|-----------------------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| Руководитель | 23264 | 0,3 | 0,4 | 1,3 | 51413 | 2,674 | 24 | 64,18 |
| Исполнитель | 14584 | 0 | 0 | 1,3 | 18959 | 1,126 | 43 | 48,41 |
| Итого: | | | | | | | | 105,59 |

Таблица 40 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

| Исполнители | З _{тс} , тыс. руб. | к _{пр} | к _д | к _р | З _м , тыс. руб. | З _{дн} , тыс. руб. | Т _р , тыс. руб. | З _{осн} , тыс. руб. |
|--------------|-----------------------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| Руководитель | 23264 | 0,3 | 0,4 | 1,3 | 51413 | 2,674 | 28 | 74,87 |
| Исполнитель | 14584 | 0 | 0 | 1,3 | 18959 | 1,126 | 49 | 55,17 |
| Итого: | | | | | | | | 130,04 |

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при

предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 53480 = 6952 \text{ руб.}, \quad (94)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 41660 = 5416 \text{ руб.},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 64180 = 8343 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 48410 = 6293 \text{ руб.},$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 74870 = 9733 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{осн}} = 0,13 * 55170 = 7172 \text{ руб.},$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,271 * (53480 + 6952) = 16377 \text{ руб.}, \quad (95)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 82 |

Таблица 41 – Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнитель | Основная заработная плата, тыс. руб | | | Дополнительная заработная плата, тыс. руб | | |
|---|--|--------|--------|---|--------|--------|
| | Исп. 1 | Исп. 2 | Исп. 3 | Исп. 1 | Исп. 2 | Исп. 3 |
| Руководитель | 53,480 | 64,180 | 74,870 | 6,952 | 8,343 | 9,733 |
| Исполнитель проекта | 41,660 | 48,410 | 55,170 | 5,416 | 6,293 | 7,171 |
| Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды | 0,271 | | | | | |
| Итого: | | | | | | |
| Исполнение 1 | Исполнение 2 | | | Исполнение 3 | | |
| 29,134 | 34,478 | | | 39,822 | | |

Прочие расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, пишущие принадлежности, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 42 – Расчет бюджета затрат НТИ

| Наименование статьи | Сумма, руб. (исполнение 1) | Сумма, руб. (исполнение 2) | Сумма, руб. (исполнение 3) | Примечание |
|---|----------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
| 1. Материальные затраты | 2872108 | 3272108 | 3222108 | |
| 2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы | 95140 | 105590 | 130040 | |

| | | | | |
|---|---------|---------|---------|--------------|
| 3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы | 12368 | 14636 | 16905 | |
| 4. Отчисления во внебюджетные фонды | 29134 | 34478 | 39822 | |
| 5. Затраты на покупку компьютера | 28000 | 28000 | 28000 | |
| 6. Прочие расходы | 24000 | 24000 | 24000 | |
| 7. Бюджет затрат НТИ | 3060750 | 3485812 | 3460875 | Сумма ст. 16 |

5.5 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \Phi_{pi} / \Phi_{\text{max}} \quad (96)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = 3060750 / 3485812 = 0,878.$$

Для 2-ого варианта имеем:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
| | | | | | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 84 |

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = 3485812 / 3485812 = 1.$$

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = 3460875 / 3485812 = 0,993.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{ri} = \sum a_i * b_i, \quad (97)$$

где I_{ri} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 43 – Сравнительная оценка характеристик проекта

| Критерии | Весовой коэф. | Резервуар вертикальный стальной (исп. 1) | Резервуар вертикальный стальной с понтоном (исп. 2) | Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей (исп. 3) |
|----------------------------|---------------|--|---|---|
| 1. Безопасность | 0,1 | 5 | 4 | 4 |
| 2. Удобство в эксплуатации | 0,15 | 4 | 3 | 4 |
| 3. Срок службы | 0,15 | 5 | 3 | 3 |
| 4. Ремонтопригодность | 0,20 | 5 | 3 | 5 |
| 5. Надёжность | 0,25 | 4 | 4 | 4 |
| 6. Материалоёмкость | 0,15 | 5 | 4 | 3 |
| Итого: | 1 | 4,6 | 3,05 | 3,9 |

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп 1} = 0,1 * 5 + 0,15 * 4 + 0,15 * 5 + 0,2 * 5 + 0,25 * 4 + 0,15 * 5 = 4,6$$

$$I_p - \text{исп 1} = 0,1 * 4 + 0,15 * 3 + 0,15 * 3 + 0,2 * 3 + 0,25 * 4 + 0,15 * 4 = 3,5$$

$$I_p - \text{исп 1} = 0,1 * 4 + 0,15 * 4 + 0,15 * 3 + 0,2 * 5 + 0,25 * 4 + 0,15 * 3 = 3,9$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп}i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп}1} = \frac{I_{p-\text{исп}1}}{I_{\text{финр}}}; \quad I_{\text{исп}2} = \frac{I_{p-\text{исп}2}}{I_{\text{финр}}}; \quad I_{\text{исп}3} = \frac{I_{p-\text{исп}3}}{I_{\text{финр}}}; \quad (98)$$

$$I_{\text{исп}1} = 5,24; I_{\text{исп}1} = 3.05; I_{\text{исп}1} = 3.93;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}i} = \frac{I_{\text{исп}i}}{I_{\text{исп} \min}}, \quad (99)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}1} = 1,72; \mathcal{E}_{\text{ср}2} = 1; \mathcal{E}_{\text{ср}2} = 1,29;$$

Таблица 44 – Сравнительная эффективность разработки

| № п/п | Показатели | Исп.1 | Исп.2 | Исп.3 |
|----------|---|-------|-------|-------|
| 1 | Интегральный финансовый показатель разработки | 0,878 | 1 | 0,993 |
| 2 | Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки | 4,6 | 3,05 | 3,9 |
| 3 | Интегральный показатель эффективности | 5,24 | 3,05 | 3,93 |
| 4 | Сравнительная эффективность вариантов исполнения | 1,72 | 1 | 1,29 |

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта. Таким образом, резервуар вертикальный стальной остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность. В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением спецоборудования. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что данная конструкция резервуара экономически выгодна.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Выпускная квалификационная работа посвящена исследованию резервуара вертикального стального 2000 м³. В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.);
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.;
- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08624-03;
- Инструкции по технике безопасности предприятия;
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.;
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»;
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.;

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Социальная ответственность | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 88 | 105 |
| Консульт. | | Сечин А.А. | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.) - Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992 г.;
- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

6.2 Опасные и вредные производственные факторы

Обслуживание резервуара является работой повышенной опасности при эксплуатации которой возможны опасные и вредные производственные факторы. К опасным производственным факторам на объекте относятся факторы, которые могут привести к травме, а к вредным – факторы, которые могут привести к заболеванию. Опасные и вредные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизиологические. Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности.

6.3 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при обслуживании резервуарного парка.

А также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны:

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 89 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С .

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% поверхности тела, 70 Вт/м² при облучении 25-50% поверхности тела и 100 Вт/м² при облучении менее 25%. Максимальная температура при этом 28°С (301 К).

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры.

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 90 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Превышение уровней шума.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушкивкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

Превышение уровней вибрации.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 91 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для резервуарных парков и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РПКМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 92 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

6.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 93 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды.

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.

При обеспечении пожарной безопасности ремонтных работ следует руководствоваться 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Места проведения ремонтных работ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- асбестовое полотно размеров 2х2 м – 2 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;
- ведра – 2 шт.;
- топор, лом – по 1 шт.

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа, а при изменении специфики работы проходить дополнительное обучение по предупреждению и тушению возможных пожаров в порядке установленном руководителем.

Вся передвижная техника в охранной зоне МГ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10 (каждая единица техники).

В помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны.

Приказом должен быть установлен соответствующий противопожарный режим, в том числе:

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 94 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- определены места и допустимое количество единовременно находящихся в помещениях материалов;
- установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды;
- определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня;
- регламентированы: порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, действия работников при обнаружении пожара;
- определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ по ремонту нефтепровода должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаро-взрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

Объект необходимо обеспечить прямой связью с ближайшим подразделением пожарной охраны или оператором КС.

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте. На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 95 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

6.5 Экологическая безопасность

При технической эксплуатации резервуара типа РВС 2000 м³ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.

Перед началом производства работ следует выполнить следующие работы:

- оформить в природоохранных органах все разрешения, согласования и лицензии, необходимые для производства работ по данному объекту;
- заключить договора со специализированными организациями на сдачу отходов, грунта, сточных вод образующихся в процессе производства работ;
- оборудовать места временного размещения отходов в соответствии с нормативными требованиями.

При организации ремонта необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, водоемы и атмосферу.

Виды воздействий на природную среду в период эксплуатации резервуара:

- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ;
- Выбросы при опорожнении и заполнении резервуаров;
- Образование и размещение отходов, образующихся при технологической эксплуатации.

Перед началом работ необходимо обеспечить наличие отвода земельного участка. С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли.

Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- минимально необходимые размеры котлована;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 96 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Загрязнение атмосферного воздуха в период эксплуатации за счет неорганизованных выбросов и является кратковременным. К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Мероприятия направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- осуществлять периодический контроль за содержанием загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- для уменьшения выбросов от автотранспорта необходимо в период ремонтных работ обеспечить контроль топливной системы механизмов и системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание;
- допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызывать загорание естественной растительности.

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер.

Производственные и бытовые стоки, образующиеся на строительной площадке, должны очищаться и обезвреживаться в порядке, предусмотренном проектом организации строительства и проектами производства работ. Сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состояние, пригодное для использования по назначению и сданы землепользователю.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 97 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

6.6 Промышленная безопасность.

В соответствии с ФЗ «О промышленной безопасности» (1997 г.) на нефтебазе разработан план ликвидации аварий в резервуарном парке.

В таблице 31 приведен фрагмент плана ликвидации аварий. Наиболее опасными аварийными ситуациями на участке являются разрыв корпуса резервуара с последующим разливом нефтепродукта и пожаром, пожар в помещениях насосных, пропуск трубопровода с взрывоопасным, пожароопасным и токсичным продуктом на территории участка при перекачке топлива.

Ответственным руководителем работ по ликвидации крупных аварий, охватывающих несколько производств или угрожающих другим производствам, является начальник производства (в его отсутствие - ведущий инженер производства, а при авариях в масштабах одного участка - инженер производства). До прибытия ответственного руководителя работ по ликвидации аварии спасением людей и ликвидацией аварии руководит соответственно диспетчер, дежурный по предприятию или начальник смены.

Таблица 45 – План ликвидации аварий

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------|----------|---------|--|----------------------------|--|--|--|--|--|--|--|------|
| Виды аварий и их места возникновения | | | | Мероприятия по спасению людей и ликвидации аварий | | | | Лица, ответственные за выполнение мероприятий и исполнители | | | | | |
| Пожар в помещениях насосных | | | | Сообщить старшему по смене. Бригаде иметь противогазы при себе. Удалить посторонних, оценит обстановку, немедленно сообщить диспетчеру завода, диспетчеру производства, начальнику участка. Сообщить администрации производства. Сообщить в ПЧ, мед. санчасть, службе охраны, сменному | | | | Первый заметивший. Обслуживающий персонал Старший по смене. Диспетчер производства Диспетчер завода Старший по смене, | | | | | |
| | | | | | Социальная ответственность | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | | | | 98 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | | | | |

| | | |
|--|--|--|
| | <p>мастеру участка электрообеспечения. Включение и отключение электроэнергии производить из отдельно стоящей подстанции. Организовать встречу ПЧ, ГСО, мед. санчасти, службы охраны. Перекрыть задвижки, идущие с трубопроводов обслуживаемых установок и у резервуаров, связанных с насосной.</p> | <p>мастер смены или дежурный электроучастка</p> <p>Старший по смене Обслуживающий персонал</p> |
|--|--|--|

Непосредственное руководство ведением спасательных работ осуществляется начальником спасательной службы. До его прибытия на место аварии эти обязанности выполняет командир дежурной смены спасательного отряда. Непосредственное руководство работами по тушению пожара осуществляется старшим начальником пожарной службы с учетом выполнения задач, поставленных ответственным руководителем работ по ликвидации аварии. До его прибытия на место пожара эти обязанности выполняет старший командир смены пожарной части.

Лица, вызываемые для спасения людей и ликвидации аварии, сообщают о своем прибытии ответственному руководителю работ, по его указанию приступают к выполнению своих обязанностей.

При направлении рабочих на выполнение аварийных работ в загазованных местах в каждой бригаде должен быть ИТР производства и работник газоспасательной службы. Все члены аварийной бригады должны быть обеспечены специальной одеждой, специальной обувью, касками, очками, личными фильтрующими противогазами.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
| | | | | | Социальная ответственность | Лист |
| | | | | | | 99 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе было рассмотрено планирование реконструкции резервуарного парка распределительной нефтебазы. А именно выполнен расчет РВС -2000 м³ для хранения нефтепродуктов.

В первых двух разделах рассмотрено: характеристика района размещения нефтебазы, обоснование расширения, характеристика нефтебазы, выполнено расчетное проектирование конструкции резервуара РВС-2000 м³ для хранения нефтепродуктов. Выполнены расчеты: оптимальных размеров резервуара, расчет толщины стенки резервуара, расчет стенки на прочность, проверка стенки на прочность при гидроиспытаниях, нагрузки, действующие на резервуар, расчет на устойчивость, конструкция и расчет покрытия резервуара, расчет настила, расчет поперечных ребер щита, расчет радиальных ребер щита, расчет колец жесткости, расчет днища РВС.

Выполнены гидравлический расчет трубопровода резервуар – насосная автомобильной эстакады и выполнена проверка всасывающей способности насоса.

Рассмотрено оборудование резервуара.

В разделе социальная ответственность рассмотрены ключевые аспекты безопасной эксплуатации резервуарного парка и охраны окружающей среды на объекте. Рассмотрен фактор воздействия на окружающую среду и мероприятия по их устранению.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| | | | | | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Заключение | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 100 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Быков, Л.И. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков – Санкт Петербург: Недра, 2011 – 748 с.
- 2 Вайншток С.М., Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для ВУЗов: в 2-х томах.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1 – 407 с., 2004. – Т.2 – 651 с.
- 3 Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям// Под ред. М.О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
- 4 Коновалов Н.И., Мустафин Ф.М., Коробков Г.Е. и др. Оборудование резервуаров: Учебное пособие для ВУЗов.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 214 с.
- 5 Коробков Г. Е. Типовые расчеты канализационных сетей т очистных сооружений нефтебаз и газоперекачивающих станций: Учебное пособие. Уфим. нефт. ин-т, 1990. – 94 с.
- 6 Коршак А. А., Коробков Г. Е., Е. М. Муфтахов. – Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие.: «ДизайнПолиграфСервис», 2006. – 416 с.
- 7 Коршак, А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов/ А.А. Коршак.: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192с.
- 8 Машины и оборудование газонефтепроводов: Учебник для ВУЗов. Изд. 3-е перераб. и доп./ Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.А. Коршак и др.: ГОФР, 2009 – 576 с.: ил.

| | | | | | | | | |
|------------|------|---------------|---------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | Планирование реконструкции резервуарного парка «Среднеколымской нефтебазы» | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Оганисян А.М. | | | Список используемых источников | Лит. | Лист | Листов |
| Руковод. | | Зарубина О.Н. | | | | | 101 | 105 |
| Консульт. | | | | | | Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б5А | | |
| Рук-ль ООП | | Брусник О.В. | | | | | | |
| | | | | | | | | |

- 9 Новоселов В. Ф., Коробков Г. Е. Расчет объектов систем водоснабжения газоперекачивающих станций и нефтебаз: Методические указания. Уфим. нефт. ин-т, 1987. – 42 с.
- 10 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станции: Учебник для ВУЗов/ А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А. И. Гольянов и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 404 с.
- 11 НПБ 105-03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожароопасности». – Москва, 2003. – 10 с.
- 12 ОР-23.020.00-КТН-360-07 «Вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию», - Москва, 2007. – 38 с.
- 13 ОР-23.020.00-КТН-256-07 «Регламент расчета емкости (полезной) для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки»
- 14 ПБ 03-605-03 «Правила устройства вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов». - М.: Госгортехнадзор России, 2003. – 83 с.
- 15 РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз». Утв. Минэнерго РФ от 06.03.2001. – 178 с.
- 16 РД-16.01-60.30.00-КТН-063-1-05 «Правила технической диагностики резервуаров», - Москва, 2005. – 96 с.
- 17 РД-16.01-60.30.00-КТН-062-1-05 «Руководство по ремонту железобетонных и стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м», - Москва, 2005. – 120 с.
- 18 РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м». – Москва, 2004. – 71 с.
- 19 РД 25.160.10-КТН-050-06 «Инструкция по технологии сварки при строительстве и ремонте стальных вертикальных резервуаров». – Москва,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | Список используемых источников | Лист |
| | | | | | | 102 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

2005. – 372 с.

- 20 РД-05.00-45.2130-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров». – Москва, 2005 г.
- 21 МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительства продукции на территории РФ». – Москва, 2004. – 63 с.
- 22 СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия»
- 23 СП 43.13330.2012 «Сооружения промышленных предприятий»
- 24 СП 48.13330.2011 «Организация строительства»
- 25 СП 365.1325800.2017 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для хранения нефтепродуктов»
- 26 СП 155.13130.2014 «Свод правил склады нефти и нефтепродуктов требования пожарной безопасности»
- 27 СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»
- 28 СТО-СА-03-002–2009 «Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»
- 29 ГОСТ 31055-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов»
- 30 СП 16.13330.2017 «Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*»